

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

TITULACIÓN: Ingeniería Industrial

**“Producción de energía eléctrica con
energías renovables en España. Aspectos
técnicos y económicos”**

AUTOR: Alberto Guzmán Peces

TUTOR: D. Fernando Soto Martos

Leganés, diciembre de 2011

Resumen

El presente documento analiza la producción de electricidad con energías renovables en España y su evolución futura en el periodo 2011-2020.

Para ello se parte de la situación energética actual estudiando los principales indicadores de consumo energético y su previsión de evolución en el horizonte de 2020, haciendo especial hincapié en el consumo de electricidad con energías renovables.

Posteriormente se realiza un análisis más detallado de cada una de las fuentes de energía renovable para producción de electricidad destacando la situación normativa, las tecnologías de generación, el potencial disponible, los aspectos retributivos, los costes de generación y los objetivos eléctricos establecidos para cada una de ellas.

Finalmente se realiza un análisis socio-económico de las energías renovables para generación de electricidad, analizando los efectos positivos como son la creación de empleo, las emisiones evitadas de CO₂ y la aportación al PIB, así como el impacto económico que supone la política de fomento de las energías renovables, para ello se ha desarrollado una aplicación informática que permite al usuario estimar la evolución de diferentes indicadores de dicho impacto a lo largo del periodo 2011-2020.

Índice general

Resumen	I
Índice general	II
Índice de figuras	IV
Índice de tablas	VI
Capítulo 1	
Introducción y objetivos	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos del proyecto	2
1.3. Definiciones	2
1.4. Estructura del proyecto	4
Capítulo 2	
Situación energética	6
2.1. Evolución de la situación energética	6
2.2. Situación energética actual	11
2.3. Previsión de la situación energética en el periodo 2011-2020	13
2.4. Objetivos en el horizonte de 2020	17
Capítulo 3	
Análisis de cada una de las energías renovables	20
3.1. Energía eólica	20
3.2. Energía solar fotovoltaica	28
3.3. Energía solar termoelectrica	35
3.4. Biogás	42
3.5. Biomasa	48
3.6. Energía Hidráulica	55
3.7. Energía Geotérmica	60
3.8. Energías del mar	64
Capítulo 4.	
Balance socio-económico de la introducción de las energías renovables. .	67
4.1. Creación de riqueza	67
Producción de energía eléctrica con energías renovables en España	II

4.2.	Creación de empleo	69
4.3.	Emisiones de CO ₂ evitadas.....	70
4.4.	Impacto económico. Herramienta informática de evaluación	72
4.4.1.	Retribución de la energía renovable	72
4.4.2.	Estimación del impacto económico	74
4.4.2.1.	Datos.....	75
4.4.2.2.	Cálculos	87
4.4.2.3.	Resultados.....	90
 Capítulo 5		
	Presupuesto.....	99
 Capítulo 6		
	Conclusiones.	101
	Bibliografía.....	103
	ANEXO I.....	105
	ANEXO II	107

Índice de figuras

<i>Figura 2.1.- Evolución del consumo de energía primaria.</i>	6
<i>Figura 2.2.- Evolución de la estructura de consumo de energía primaria por fuentes energéticas.</i>	7
<i>Figura 2.3.- Evolución de la intensidad energética primaria en España y en la Unión Europea.</i>	7
<i>Figura 2.4.- Evolución del consumo de energía final.</i>	8
<i>Figura 2.5.- Evolución de la estructura de consumo de energía final por fuentes energéticas.</i>	9
<i>Figura 2.6.- Evolución de la intensidad energética primaria en España y en la Unión Europea.</i>	9
<i>Figura 2.7.- Participación de las fuentes de energía en la generación eléctrica.</i>	10
<i>Figura 2.8.- Evolución de producción eléctrica renovable en el mix eléctrico</i>	10
<i>Figura 2.9.- Consumo de energía primaria por fuentes de energía en el año 2010.</i>	11
<i>Figura 2.10.- Consumo de energía final bruta por fuentes de energía en el año 2010.</i>	12
<i>Figura 2.11.- Estructura de la generación de electricidad en el año 2010.</i>	12
<i>Figura 2.12.- Consumo de energía primaria según el escenario de eficiencia energética adicional.</i>	13
<i>Figura 2.13.- Estructura de la energía primaria según el escenario de eficiencia energética adicional.</i>	14
<i>Figura 2.14.- Evolución de la intensidad de energía primaria en el escenario de eficiencia energética adicional.</i>	14
<i>Figura 2.15.- Consumo de energía final según el escenario de eficiencia energética adicional.</i>	15
<i>Figura 2.16.- Estructura de la energía final según el escenario de eficiencia energética adicional.</i>	15
<i>Figura 2.17.- Evolución de la intensidad de energía final en el escenario de eficiencia energética adicional.</i>	16
<i>Figura 2.18.- Evolución de la participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía durante el periodo 2011-2020.</i>	16
<i>Figura 2.19.- Evolución de la producción eléctrica bruta por fuentes de energía en el escenario de eficiencia energética adicional</i>	17
<i>Figura 2.20.- Evolución del consumo final bruto de electricidad renovable</i>	19
<i>Figura 3.1.- Potencia eólica instalada en el mundo al finalizar 2010.</i>	21
<i>Figura 3.2.- Potencia eólica instalada en la Unión Europea al finalizar 2010</i>	21
<i>Figura 3.3.- Evolución de la potencia eólica instalada en tierra entre los años 2008 y 2020.</i>	27
<i>Figura 3.4.- Evolución de la potencia eólica marina instalada 2011 y 2020.</i>	27
<i>Figura 3.5.- Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en el periodo 2000-2010 en todo el mundo</i>	29
<i>Figura 3.6.- Potencia fotovoltaica instalada en el periodo 2000-2010 en España.</i>	30
<i>Figura 3.7.- Mapa de radiación global horizontal en España (kWh/m² al año).</i>	32
<i>Figura 3.8.- Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el horizonte 2020.</i>	34
<i>Figura 3.9.- Evolución de la generación de electricidad con energía fotovoltaica en el horizonte 2020.</i>	35
<i>Figura 3.10.- Evolución de la potencia solar termoeléctrica instalada en España en el periodo 2006-2010.</i>	36
<i>Figura 3.11.- Evolución de la potencia termoeléctrica instalada en el horizonte 2020.</i>	41
<i>Figura 3.12.- Evolución de la generación de electricidad con energía fotovoltaica en el horizonte 2020.</i>	41
<i>Figura 3.13.- Evolución de la potencia instalada de centrales de biogás en países de la OCDE (datos en MW).</i>	43
<i>Figura 3.14.- Costes de generación eléctrica con biogás.</i>	46
<i>Figura 3.15.- Evolución de la potencia instalada de centrales de producción de electricidad con biogás.</i>	48
<i>Figura 3.16.- Esquema de funcionamiento de una central de ciclo de Rankine para generación de electricidad con biomasa.</i>	50
<i>Figura 3.17.- Costes de generación eléctrica con biomasa para cada uno de los tipos de biomasa y para distintos rangos de potencia.</i>	53
<i>Figura 3.18.- Tipos de turbinas hidráulicas. De izquierda a derecha: Pelton, Francis y Kaplan.</i>	57
<i>Figura 3.19.- Evolución de los costes de generación de electricidad en centrales hidráulicas.</i>	59
<i>Figura 3.20.- Evolución de los costes de generación de electricidad con energía geotérmica.</i>	63

<i>Figura 3.21.- Evolución de la potencia instalada y de la energía generada con energía geotérmica.</i>	<i>64</i>
<i>Figura 3.22.- Evolución de la potencia instalada y de la energía generada con energía undimotriz</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4.1.- Evolución de la contribución al PIB del sector de las energías renovables</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4.2.- Evolución de la balanza comercial del sector de las energías renovables.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4.3.- Evolución de las emisiones de CO2 evitadas por las instalaciones de energías renovables para generación de electricidad en el periodo 2011-2020.</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4.4.- Evolución del precio del mercado eléctrico</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.5.- Evolución del precio del gas natural</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.6.- Evolución del precio del CO2</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.7.- Evolución del precio del mercado eléctrico según diferentes escenarios</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4.8.- Evolución de la electricidad generada con energías renovables.</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.9.- Retribución regulada y retribución total del total de las energías renovables bajo hipótesis de competitividad.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.10.- Retribución regulada y retribución total del total de las energías renovables bajo hipótesis de rentabilidad.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 4.11.- Diferencia entre la retribución regulada bajo la hipótesis de rentabilidad y la de competitividad.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 4.12.- Evolución de las primas para cada uno de los escenarios de precio del mercado y para cada una de las dos hipótesis de estudio..</i>	<i>96</i>
<i>Figura 4.13.- Evolución de la participación de la retribución regulada en la retribución total para los diferentes escenarios de precios del mercado eléctrico, en el caso de la hipótesis de rentabilidad</i>	<i>97</i>
<i>Figura 4.14.- Precio del mercado, costes de generación y primas bajo hipótesis de competitividad para la energía eólica terrestre y marina..</i>	<i>97</i>
<i>Figura 4.15.- Precio del mercado, costes de generación y primas bajo hipótesis de competitividad para la energía hidráulica.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 5.1.- Presupuesto del Proyecto de fin de carrera.....</i>	<i>100</i>
 <i>Anexo I 1. Formación de la prima en la retribución con opción b)</i>	 <i>106</i>
 <i>Anexo II 1. Eólica. Primas. Competitividad</i>	 <i>107</i>
<i>Anexo II 2. Eólica. Retribución. Competitividad</i>	<i>108</i>
<i>Anexo II 3.Eólica. Primas. Rentabilidad</i>	<i>108</i>
<i>Anexo II 4. Eólica. Retribución. Rentabilidad</i>	<i>109</i>
<i>Anexo II 5. Fotovoltaica. Primas. Competitividad</i>	<i>109</i>
<i>Anexo II 6. Fotovoltaica. Retribución. Competitividad.....</i>	<i>110</i>
<i>Anexo II 7. Fotovoltaica. Primas. Rentabilidad</i>	<i>110</i>
<i>Anexo II 8. Fotovoltaica. Retribución. Rentabilidad.....</i>	<i>111</i>
<i>Anexo II 9.Termoeléctrica. Primas. Rentabilidad.....</i>	<i>111</i>
<i>Anexo II 10. Termoeléctrica. Retribución. Competitividad</i>	<i>112</i>
<i>Anexo II 11. Termoeléctrica. Primas. Rentabilidad.....</i>	<i>112</i>
<i>Anexo II 12. Termoeléctrica. Retribución. Rentabilidad.....</i>	<i>113</i>
<i>Anexo II 13. Hidráulica. Primas. Competitividad</i>	<i>113</i>
<i>Anexo II 14. Hidráulica. Retribución. Competitividad</i>	<i>114</i>
<i>Anexo II 15. Hidráulica. Primas. Rentabilidad</i>	<i>114</i>
<i>Anexo II 16. Hidráulica. Retribución. Rentabilidad</i>	<i>115</i>
<i>Anexo II 17. Biomasa/Biogás. Primas. Competitividad.....</i>	<i>115</i>
<i>Anexo II 18. Biomasa/Biogás. Retribución. Competitividad</i>	<i>116</i>
<i>Anexo II 19.Biomasa/Biogás. Primas. Rentabilidad.....</i>	<i>116</i>
<i>Anexo II 20. Biomasa/Biogás. Retribución. Rentabilidad</i>	<i>117</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 2.1.- Contribución 2010, 2015 y 2020 de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad y al consumo bruto de electricidad.</i>	18
<i>Tabla 2.2.- Objetivos del plan de energías renovables 2010, 2015,2020 en el sector eléctrico.</i>	19
<i>Tabla 3.1.- División de la eólica de pequeña potencia.</i>	23
<i>Tabla 3.2.- Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica terrestre.</i>	24
<i>Tabla 3.3.- Evolución de los costes de generación para las instalaciones eólicas en tierra.</i>	25
<i>Tabla 3.4 Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica marina.</i>	25
<i>Tabla 3.5.- Evolución de los costes de generación para las instalaciones eólicas marinas.</i>	25
<i>Tabla 3.6.- Costes de generación para las instalaciones eólicas de pequeña potencia en el horizonte de 2020.</i>	26
<i>Tabla 3.7.- Evolución de la generación de electricidad en el periodo 2011-2020 con instalaciones de energía eólica</i>	28
<i>Tabla 3.8.- Tarifas de las instalaciones de energía fotovoltaica acogidas al RD 661/2007.</i>	33
<i>Tabla 3.9.- Tarifas de las instalaciones de energía fotovoltaica acogidas al RD 1578/2008.</i>	33
<i>Tabla 3.10.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 para cada una de las tipologías fotovoltaicas y para el conjunto de ellas.</i>	33
<i>Tabla 3.11 Evolución de la potencia solar termoelectrica según el tipo de central.</i>	37
<i>Tabla 3.12.- Distribución porcentual de las instalaciones con almacenamiento para cada uno de los tipos de centrales a lo largo del periodo 2006- 2013.</i>	38
<i>Tabla 3.13.- distribución porcentual de las instalaciones sin almacenamiento para cada uno de los tipos de centrales a lo largo del periodo 2006- 2013.</i>	38
<i>Tabla 3.14-Potencial global accesible de energía solar termoelectrica.</i>	39
<i>Tabla 3.15.- Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica terrestre.</i>	40
<i>Tabla 3.16.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 de las centrales solares termoelectricas.</i>	40
<i>Tabla 3.17.- Composición del biogás. Fuente: [17].</i>	42
<i>Tabla 3.18.- Principales productores de electricidad con biogás en la Unión Europea (datos en GWh)</i>	43
<i>Tabla 3.19. Potenciales de biogás para cada uno de los tipos.</i>	45
<i>Tabla 3.20.- Tarifas, primas y límites para las centrales de producción de electricidad con biogás.</i>	46
<i>Tabla 3.21.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 para cada una de las productividades de biogás.</i>	47
<i>Tabla 3.22.- Estimación de los objetivos para generación de electricidad a partir de biogás.</i>	48
<i>Tabla 3.23.-Potenciales de biomasa para cada uno de los tipos.</i>	51
<i>Tabla 3.24.- Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica terrestre.</i>	52
<i>Tabla 3.25.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 para cada una de los tipos de biomasa.</i>	54
<i>Tabla 3.26.- Objetivos de la biomasa eléctrica en el periodo 2010-2020.</i>	55
<i>Tabla 3.27.- Tarifas, primas y límites para las centrales de energía hidráulica.</i>	58
<i>Tabla 3.28.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 de las centrales hidráulicas.</i>	59
<i>Tabla 3.29.- Evolución de la potencia instalada y de la electricidad generada en el periodo 2011-2020 de las centrales hidráulicas</i>	60
<i>Tabla 3.30.- Resumen del potencial geotérmico de uso eléctrico en España.</i>	62
<i>Tabla 3.31.- Potencial de energía undimotriz por zonas costeras.</i>	65
<i>Tabla 4.1.- Empleos asociados a la producción de electricidad con energías renovables en el año 2010.</i>	69
<i>Tabla 4.2.- Empleos asociados a la producción de electricidad con energías renovables en el año 2010 y 2020.</i>	70
<i>Tabla 4.3.- Emisiones de CO2 evitadas en el periodo 2011-2020 por el conjunto de las energías renovables para generación de electricidad.</i>	71

<i>Tabla 4.4.- Desglose de los costes variables estimados de un ciclo combinado en el año 2020.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.5.- Evolución del precio del mercado eléctrico.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 4.6.- Evolución del precio del mercado eléctrico según diferentes escenarios.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 4.7.- Evolución de la electricidad generada con energías renovables</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 4.8.- Rentabilidad de la retribución total que perciben las instalaciones de energías renovables con respecto a la retribución total en el caso de que la prima recibida fuese la de competitividad.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 4.9.- Costes de generación de electricidad para cada una de las tecnologías de energía renovable</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 4.10.- Porcentajes para el cálculo del complemento de energía reactiva.</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 4.11.- Porcentajes para el cálculo del complemento de energía reactiva.</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 4.12.- Retribución unitaria debida al complemento por energía reactiva.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 4.13.- Retribución unitaria debida al complemento de eficiencia.</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 4.14.-Potencia de las instalaciones a las que le es de aplicación el complemento por actuación frente a huecos de tensión y dicho complemento en valor unitario.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 4.15.- Retribución unitaria debida al complemento por actuación frente a huecos de tensión.</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 4.16.-Potencia de las instalaciones repotenciadas y valor del complemento de repotenciación en valor unitario.</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 4.17.- Retribución unitaria debida al complemento repotenciación.</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 4.18.- Resumen de resultados bajo hipótesis de competitividad.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 4.19.- Resumen de resultados bajo hipótesis de rentabilidad.</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 4.20.- Diferencia de la retribución regulada entre hipótesis de rentabilidad e hipótesis de competitividad.....</i>	<i>95</i>

Capítulo 1

Introducción y objetivos

En este primer capítulo se presenta una breve introducción que sitúa al lector en el tema que va a ser tratado, se muestran los objetivos que se persiguen con la realización de este Proyecto de fin de carrera, se definen una serie de términos que aparecerán a lo largo del documento y se da una breve explicación acerca de cómo está estructurado el documento.

1.1. Introducción

La situación energética internacional actual, caracterizada por el alza de los precios del petróleo, la desigual distribución de las reservas energéticas, las preocupaciones ambientales, así como el crecimiento de los países en vías de desarrollo, ha hecho que la política energética de España y Europea compartan objetivos comunes. En diciembre de 2008, la Eurocámara aprobaba dentro del Paquete sobre energía y cambio climático el llamado objetivo 20/20/20 que pretende conseguir en el horizonte de 2020 la reducción del 20% de emisiones de gases de efecto invernadero, un 20% de mejora en ahorro y eficiencia energética y un 20% de participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía.

A parte de avanzar en esta dirección, las particularidades del sector energético español, han hecho que España tenga que intentar subsanar una serie de retos como son, un consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado que la media europea, la elevada dependencia energética debido a la escasez de yacimientos de energía primaria en el territorio nacional que acentúa los problemas de garantía de suministro y las elevadas emisiones de gases de efecto invernadero producidas por el crecimiento de la generación eléctrica y el transporte en las últimas décadas.

Para superar estos retos y lograr los objetivos marcados, se vienen desarrollando en los últimos años una serie de estrategias, que deberán continuar su desarrollo durante la próxima década y se agrupan principalmente en cuatro bloques:

- 1) La liberalización y transparencia de los mercados, mediante el establecimiento de una serie de leyes que conceden seguridad, estabilidad y flexibilidad a sus usuarios
- 2) El desarrollo de las infraestructuras energéticas que refuerza la seguridad y diversifica las fuentes del suministro energético. Valga como ejemplo las interconexiones eléctricas internacionales realizadas con Francia y Portugal que permiten una gestión del equilibrio producción y demanda más eficiente. A pesar de ello continúan siendo insuficientes, para alcanzar el objetivo en 2020 de

disponer de una capacidad en las interconexiones del 10% de la potencia instalada

- 3) La promoción del ahorro y la eficiencia energética. Para lo que fueron creados los Planes de Acción 2005-2007 y de 2008-2012 y el reciente Plan de Acción 2011-202
- 4) El desarrollo de las energías renovables. Con la conclusión del Plan de Acción de Energías Renovables 2005-2010 se ponía fin a la fase de lanzamiento de estas energías. Y el nuevo PER 2011-2020 pretende llevar a cabo la fase de consolidación y desarrollo, que es distinta a la anterior pues las renovables ya no son un elemento minoritario del sistema sino un elemento básico dentro del sistema energético.

En cuanto al desarrollo de las energías renovables, de los tres principales sectores donde se aplican, el transporte, el sector térmico y el sector eléctrico, es este último el más relevante, pues supone casi el 60% del consumo final bruto del conjunto de las renovables (datos del 2010,[1]). Es por ello que resulta especialmente importante conocer y analizar los diferentes aspectos tanto técnicos como económicos de la producción de electricidad con energías renovables tanto actualmente como su evolución en el horizonte de 2020, de forma que los beneficios que aportan estas fuentes de energía; reducción de emisiones contaminantes, posibilidad de avanzar hacia formas de energía mas distribuidas, reducción de la dependencia energética, el aumento del nivel de empleo, el desarrollo rural, etc. compensen el esfuerzo económico realizado y hagan viable la consecución de los objetivos establecidos.

1.2. Objetivos del proyecto

El objetivo principal de este proyecto de fin de carrera consiste en el análisis de la situación actual de la producción de electricidad con energías renovables y su evolución futura en el horizonte de 2020, atendiendo tanto a aspectos técnicos como económicos de las tecnologías de generación con mayor arraigo o potencial.

Como objetivo secundario se plantea la elaboración de una herramienta informática que permita evaluar el impacto económico de la política de ayuda a la generación de electricidad con energías renovables.

1.3. Definiciones

- **Energía primaria.** Es la energía que se obtiene directamente en un yacimiento de la naturaleza. Existen dos grupos: las energías primarias no renovables (petróleo, carbón, gas y uranio) y las energías primarias renovables (hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa). [3]

- **Energía final.** Se trata de la energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil, disponible en el mercado en forma de combustible, calor y electricidad.[3]
- **Tonelada equivalente de petróleo (tep).** Se define como 107 kilocalorías. Representa la cantidad de calor contenida en una tonelada de petróleo bruto. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados. Es muy habitual su expresión en kilo toneladas equivalentes de petróleo (ktep), siendo 1 ktep = 1000 tep. [3]
- **Intensidad energética:** Se define como el consumo de energía primaria o final por unidad de producto interior bruto. Viene a ser el valor medio de la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de riqueza. Es una medida de la eficiencia energética.[32]
- **Consumo final bruto de energía.** Los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria, el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura y la pesca, incluido el consumo de electricidad y calor por la rama de energía para la producción de electricidad y calor e incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y el transporte. [27]
- **Hueco de tensión.** Es una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un breve lapso de tiempo. Por convenio un hueco de tensión dura de 10ms a 1 minuto [30]. Las posibles causas son descargas de rayos en la red, maniobras en seccionadores, fusibles, conexión/desconexión de cargas, baterías de condensadores, etc.
- **Seguidor solar.** Es un dispositivo mecánico capaz de orientar los paneles solares de forma que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares, siguiendo al sol desde el este en la alborada hasta el oeste en la puesta [31]
- **Potencia pico.** La potencia pico de un elemento fotovoltaico, se define como la máxima potencia eléctrica que éste puede generar bajo las siguientes condiciones estándares de medida:
 - Irradiación: 1000 W/m²
 - Temperatura: 25° C
 - AM: 1.5

Donde AM o Masa de Aire, es una medida de la distancia que recorre la radiación al atravesar la atmósfera. [33]
- **Megavatio pico.** Unidad de medida de la potencia pico, utilizada para el cálculo de elementos e instalaciones fotovoltaicas. [33]
- **Sistema de almacenamiento térmico.** Sistema capaz de almacenar la energía térmica que es captada por el campo solar pero no es utilizada en la generación de energía eléctrica, en forma de calor sensible. Esta energía es acumulada en sales de nitrato, que se encuentran a dos temperaturas diferentes en dos tanques:

tanque de sales frías y tanque de sales calientes. El almacenamiento térmico en las centrales termoeléctricas ofrece la oportunidad de generar energía eléctrica en períodos en los que no es posible la total o parcial generación con la radiación solar incidente, sin tener que realizar un consumo de combustible fósil. [35]

- **EDAR.** Estación Depuradora de Aguas Residuales, que recoge el agua residual de una población o de una industria y, después de una serie de tratamientos y procesos, la devuelve a un cauce receptor (río, embalse, mar).
- **OCDE.** La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Es una organización de cooperación internacional, compuesta por 34 estados, cuyo objetivo es coordinar sus políticas económicas y sociales. [31]
- **Co-digestión.** tratamiento de dos o más residuos mediante digestión anaerobia se denomina co-digestión anaerobia. Frente a procesos de digestión que emplean un solo sustrato este planteamiento cuenta con importantes ventajas técnicas, medioambientales y económicas
 - permite aprovechar la complementariedad de la composición de los residuos
 - permite integrar la valorización de los residuos orgánicos de una zona geográfica determinada
 - mayores ingresos por la venta de la electricidad y/o uso del calor producido
 - permite ahorrar costes de inversión y operación si lo comparamos con el tratamiento por separado de cada uno de los residuos gestionados. [36]
- **Paridad de red.** Una tecnología de generación eléctrica alcanza la paridad de red en un punto de consumo para un agente, cuando para ese agente, el que se haga una instalación de generación y produzca para el consumo, le es económicamente igual que si se compra la electricidad de la red. Es decir cuando el coste de generación de la electricidad iguala al precio del mercado.[26]
- **Curva de aprendizaje.** Una curva de aprendizaje describe el grado de éxito obtenido durante el aprendizaje en el transcurso del tiempo. Es un diagrama en que el eje horizontal representa el tiempo transcurrido y el eje vertical el número de éxitos alcanzados en ese tiempo [31]. En el terreno de las energías renovables los éxitos alcanzables se traducen en una disminución de los costes de generación a lo largo del tiempo según se van adquiriendo nuevos conocimientos y mejoras en diferentes aspectos.

1.4. Estructura del proyecto

Para facilitar la lectura y comprensión del proyecto, se incluye a continuación una breve descripción de cada uno de los capítulos en los que está estructurado el documento.

El capítulo 1, es el capítulo introductorio, en el que aparte de la introducción al tema tratado, se incluyen los objetivos perseguidos con la realización del proyecto, una serie de definiciones de términos que aparecerán a lo largo del documento y una breve descripción de la estructura de éste.



El capítulo 2, presenta la situación energética de España, así como su previsión en el horizonte de 2020, prestando especial atención al papel desempeñado por las energías renovables.

En el capítulo 3, se analiza de forma individualizada cada una de las energías renovables para generación de electricidad, atendiendo tanto a aspectos técnicos como económicos

En el capítulo 4, se analizan los efectos positivos y negativos de la introducción de energías renovables en el mix de generación eléctrica, haciendo especial hincapié en los sobrecostes que recaen sobre los usuarios en concepto de ayuda a este tipo de fuentes de generación, para lo cual se utiliza una herramienta informática creada para tal efecto en este proyecto.

El capítulo 5, contiene el presupuesto del proyecto de fin de carrera.

En el capítulo 6 se presentan las principales conclusiones obtenidas tras la realización del proyecto, relativas a la consecución de objetivos, y a la experiencia y aportación personal que ha supuesto la realización de dicho documento.

Para finalizar se muestran las referencias bibliográficas consultadas.

Además, se han incluido dos anexos. El anexo I, contiene una explicación de cómo se determina la prima para la retribución de las instalaciones que se acogen a la opción b) de venta de energía. Mientras en el Anexo II, se han incluido las gráficas que muestran los resultados obtenidos con la herramienta informática realizada para tal fin, para cada una de las energías renovables a estudio y para cada una de las hipótesis propuestas que serán explicadas en los próximos capítulos.

Capítulo 2

Situación energética

En este capítulo se pretende analizar cuantitativamente la situación energética en España, prestando especial atención al papel de las energías renovables en ella. Para ello se va a analizar la evolución durante los últimos años, la situación en el año 2010 (escogido como año base o de referencia para este proyecto), y las previsiones para el periodo 2011-2020 de varios indicadores como son el consumo, estructura e intensidad energética de la energía primaria y de la energía final, y la composición del mix de generación eléctrica. Así mismo se presentan los objetivos globales de la generación de electricidad con energías renovables establecidos en el PER 2011-2020.

2.1. Evolución de la situación energética

Se analiza la evolución en los años anteriores al 2010 de la situación energética en España, para lo cual se presentan datos de diversos indicadores de la demanda de energía en sus diferentes formas y del mix energético.

En primer lugar se muestra la evolución del consumo energético en términos de energía primaria. Ver figura 2.1.

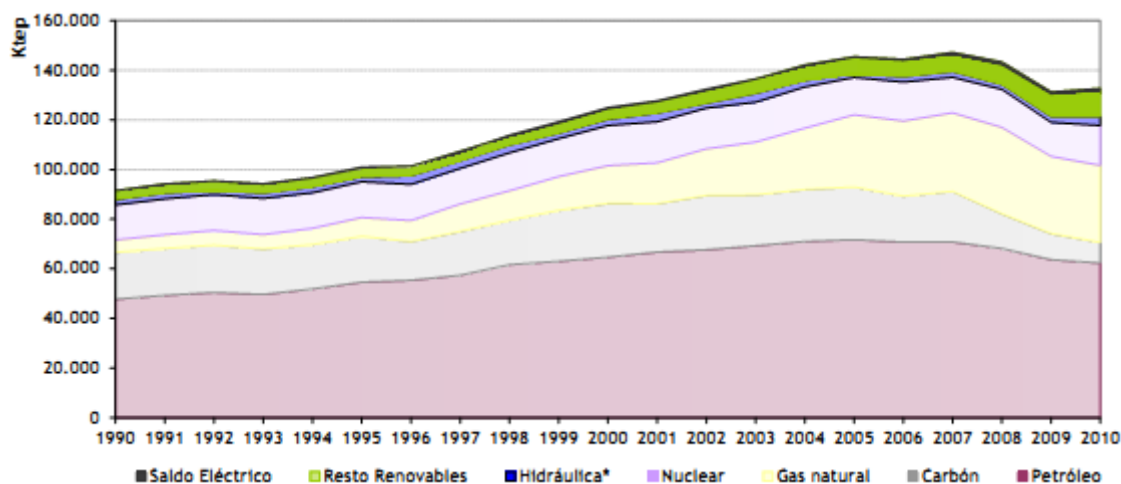


Figura 2.1- Evolución del consumo de energía primaria.

Fuente: [2], [3]

Puede observarse como en la primera mitad de los años 90, el crecimiento es muy tenue, debido probablemente a la crisis financiera de esa época. Posteriormente experimenta un fuerte crecimiento hasta el año 2004, a partir de entonces el crecimiento se detiene, lo cual puede deberse a la aplicación las medidas de ahorro y eficiencia energética que comenzaron a aplicarse en 2005. Significativo es el cambio de tendencia en el año 2008

en que sufre un descenso a causa de la crisis económica, que redujo la actividad económica y por ende la demanda energética.

Relevante es también la evolución de la estructura de consumo de energía primaria que se muestra en la Figura 2.2. Las energías renovables han doblado su participación en el último lustro, que junto con el aumento del gas natural han permitido una reducción de las fuentes energéticas relacionadas con el petróleo consiguiendo una mayor diversificación.

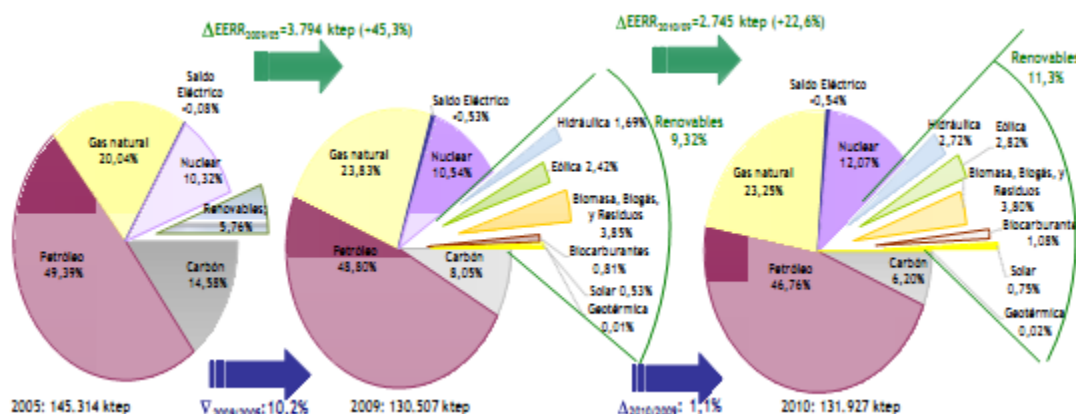


Figura 2.2.- Evolución de la estructura de consumo de energía primaria por fuentes energéticas.
Fuente: [2], [3]

Otro indicador importante de la situación energética de un país es la intensidad energética. La figura 2.3 compara la evolución durante los últimos veinte años de la intensidad energética primaria en España con la de la Unión Europea.

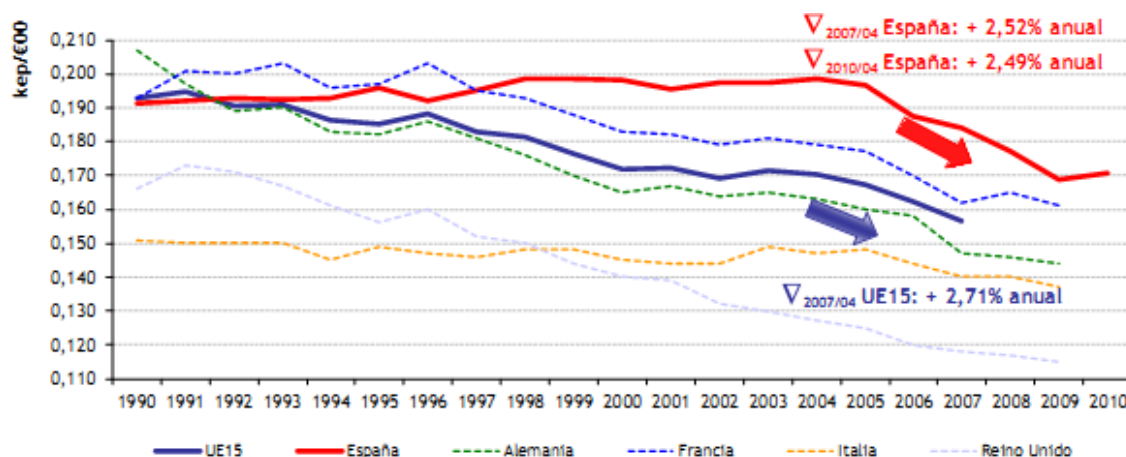


Figura 2.3.- Evolución de la intensidad energética primaria en España y en la Unión Europea
Fuente: [2]

Se observa como la intensidad primaria en España se mantiene prácticamente constante e incluso crece ligeramente desde al año 1999 hasta el año 2005 mientras que en el resto de países de la Unión Europea la tendencia es un decrecimiento desde mediados de los años noventa. Solo a partir del año 2006 y en años posteriores a consecuencia de la actual crisis económica se consigue una convergencia con las tendencias de otros países europeos, pero manteniéndose siempre en valores mucho más elevados. Esto indica que

la eficiencia del sistema energético español es mucho menor que la de otros países de su entorno.

Una vez analizada la demanda energía primaria, es el turno de la energía final. En primer lugar se muestra en la Figura 2.4 la evolución del consumo de energía final en los últimos veinte años dividida por sectores.

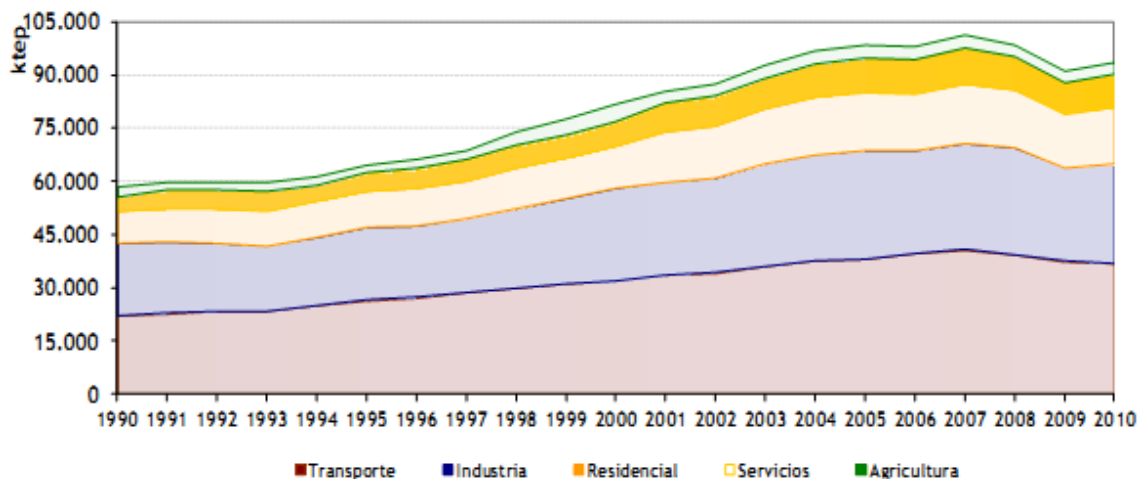


Figura 2.4.- Evolución del consumo de energía final.

Fuente: [2], [3]

La evolución ha sido muy similar a la energía primaria, experimentando de igual forma una tendencia a la estabilización de la demanda a partir de 2004 así como el efecto de la crisis actual durante los años 2009 y 2010. Por sectores, el sector transporte es el mayor consumidor, principalmente basado en productos petrolíferos, determinando en parte la elevada dependencia energética de España. Si bien se observa un leve retroceso, frente al sector servicios y el residencial.

En cuanto a la estructura que presenta el consumo de energía final por fuentes de energía, que puede observarse en la Figura 2.5, se observa como desde 1990 hasta el año 2005 el consumo de energías renovables disminuye porcentualmente, mientras que en los últimos cinco años aumenta considerablemente, debido a un mayor apoyo a la implantación de las energías renovables (PER 2005-2010) favorecido eso si por el descenso de la demanda debido a la crisis económica.

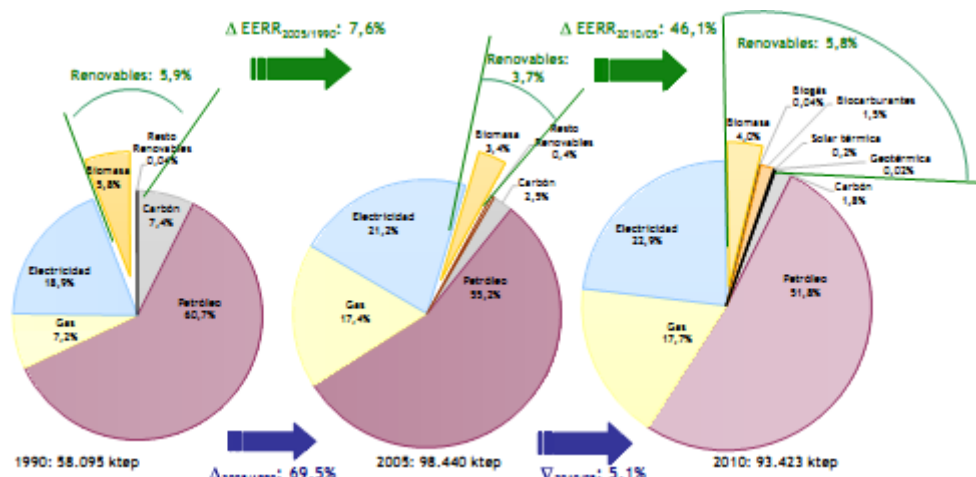


Figura 2.5.- Evolución de la estructura de consumo de energía final por fuentes energéticas.
Fuente: [2], [3]

La intensidad energética final, mantiene una tendencia similar a la intensidad primaria, con la mejora en el periodo de 2005-2009, lo que puede ser debido por un lado al efecto de la crisis y por otro al empleo de medidas de ahorro y eficiencia así como a mejoras

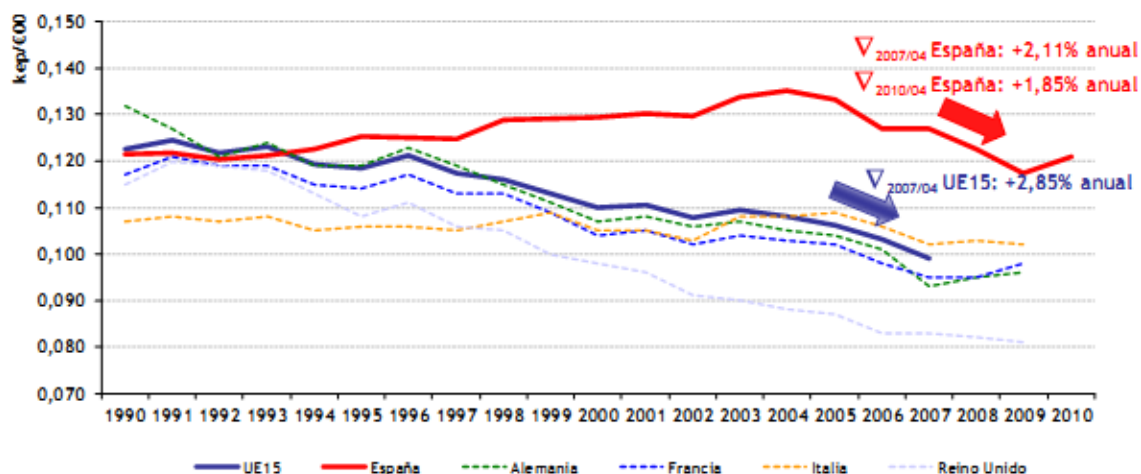


Figura 2.6.- Evolución de la intensidad energética primaria en España y en la Unión Europea.
Fuente: [2]

Finalmente, se analiza la evolución del mix de generación eléctrica, el punto de mayor relación con los objetivos del proyecto.

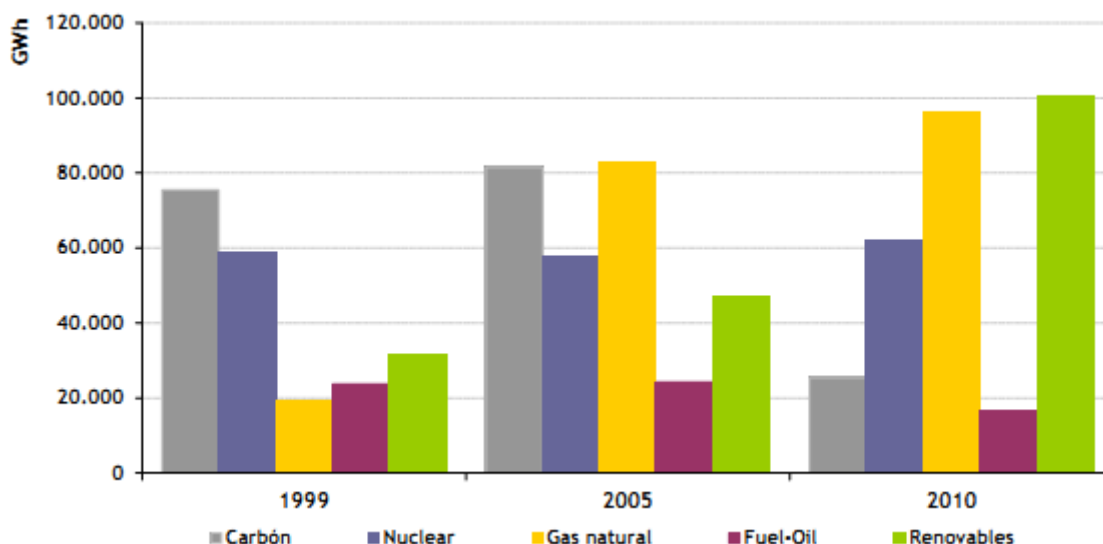


Figura 2.7.- Participación de las fuentes de energía en la generación eléctrica
Fuente: [2], [3]

Como puede observarse en la Figura 2.7, la participación de las diferentes fuentes de energía en la producción eléctrica ha experimentado una gran transformación en la última década, mientras algunas fuentes de energía convencional como el carbón han sufrido un descenso muy acusado, se ha producido una penetración muy importante del gas natural en centrales de ciclo combinado, en especial hasta 2005 y un gran aumento de las energías renovables, sobre todo en los últimos cinco años pasando de constituir un 18% del mix en el año 2005 a más de un 32% en el año 2010.

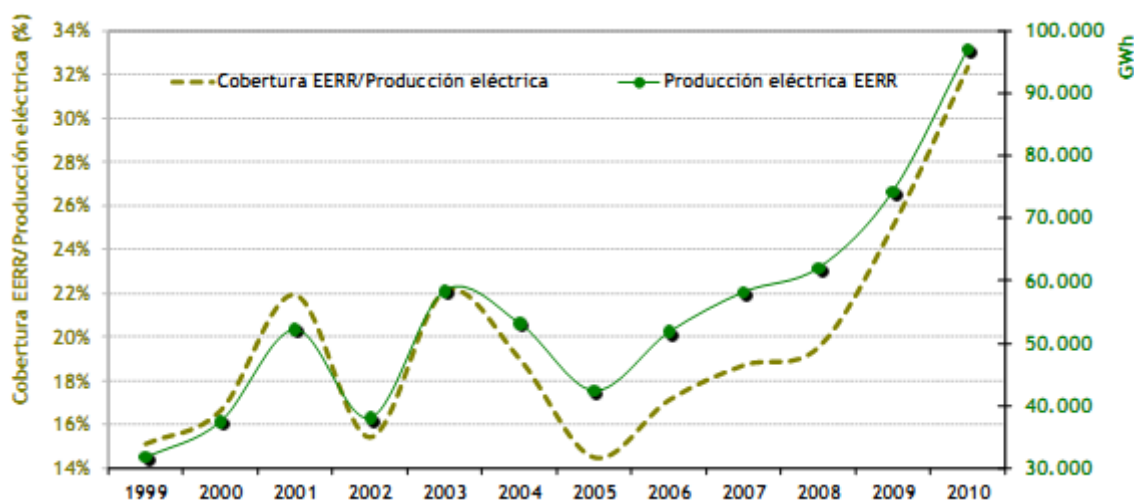


Figura 2.8.- Evolución de producción eléctrica renovable en el mix eléctrico
Fuente: [2], [3]

2.2. Situación energética actual

Se considera como año base para este proyecto, el año 2010, por tanto la situación energética actual se refiere a los datos energéticos a finales de 2010. Se pretende, especialmente, dar una visión de la situación de las energías renovables en este año de referencia, para lo cual se van a comparar respecto a tres parámetros; la energía primaria, el consumo de energía final bruto y la generación de electricidad.

Analizando la estructura del consumo de energía primaria en el año 2010, véase figura 2.9, el conjunto de las energías renovables contribuyó con el 11,3% del consumo total. De esa contribución, un 64 % fue cubierto por energías renovables para la generación de electricidad, un 26% por las fuentes renovables para usos térmicos finales y un 10% por el uso de biocombustible para el transporte. Cabe señalar que este dato de 11.3% es inferior al objetivo establecido en el PER 2005-2010 que era de un 12 %

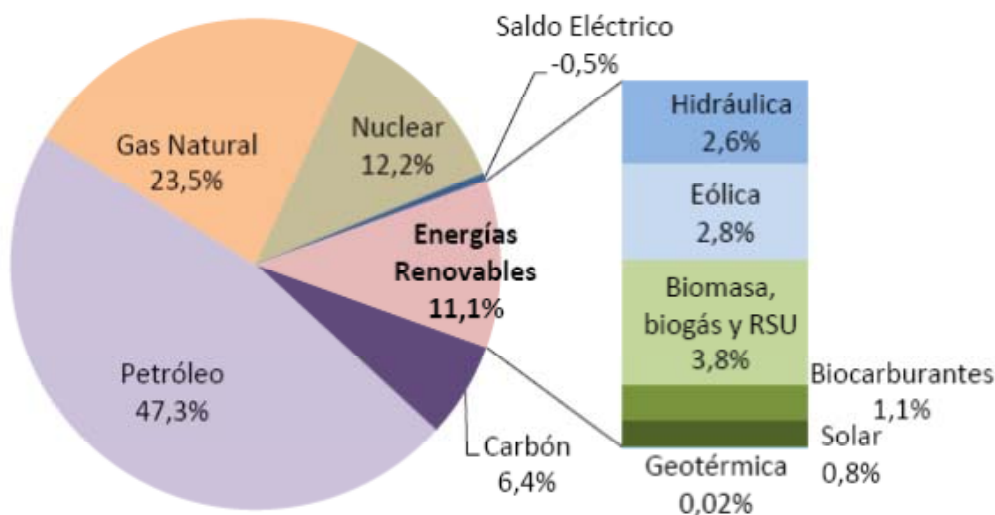


Figura 2.9.- Consumo de energía primaria por fuentes de energía en el año 2010.

Fuente: [2]

El siguiente indicador a analizar es el consumo final bruto de energía, establecido en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril. La contribución de las energías renovables a este consumo final bruto en el año 2010 resultó ser del 13,2 %, incluyendo en dicha contribución todos los posibles usos, generación de electricidad, usos térmicos y transportes.

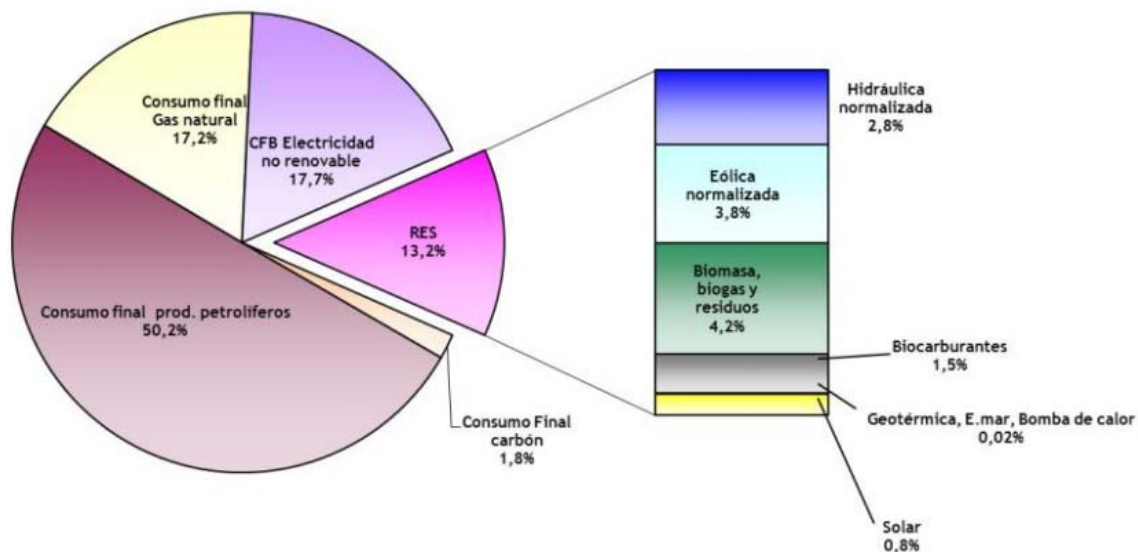


Figura 2.10.- Consumo de energía final bruta por fuentes de energía en el año 2010.
Fuente: [2]

Finalmente la estructura de la generación eléctrica en el año 2010 muestra que la contribución de las energías renovables fue de un 32,3%, como puede observarse en la figura 2.11, siendo este tipo de fuentes de energía las que más contribuyen a la generación de electricidad prácticamente igualadas con el gas natural y muy por encima de fuentes convencionales como la nuclear, el carbón y los productos petrolíferos. Destacar que este porcentaje se reduce hasta el 29,2% si se pasa a valores normalizados como establece la Directiva 2009/28/CE [27].

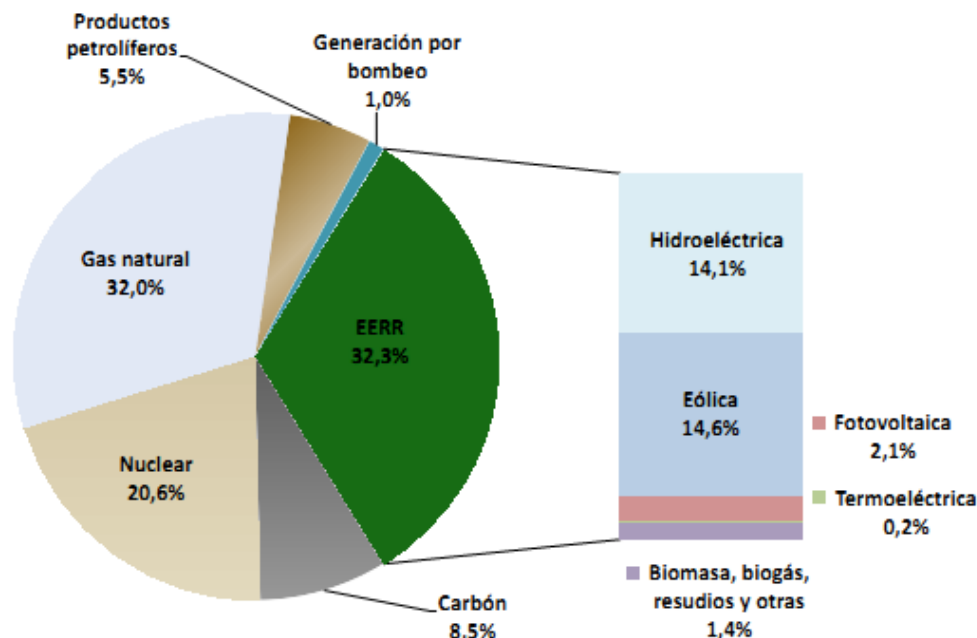


Figura 2.11.- Estructura de la generación de electricidad en el año 2010
Fuente: [2], [1]

2.3. Previsión de la situación energética en el periodo 2011-2020

Para establecer las previsiones de los parámetros estudiados en los apartados anteriores en el horizonte 2020, el PER 2011-2020 considera dos posibles escenarios, los llamados escenario de Referencia y escenario de Eficiencia energética adicional. Ambos escenarios comparten los mismos parámetros socioeconómicos, esto es, el incremento de la población (estimado en 1,3 millones de personas hasta el año 2020), la evolución del PIB y la evolución de los precios del petróleo y el gas natural. Lo que les diferencia son las medidas de ahorro y eficiencia energética que serían aplicadas en cada uno de ellos, que se describen a continuación.

El escenario de Referencia únicamente tiene en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta el año 2010, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012 y su Plan de Acción 2008-2012, que continuarán generando ganancias de eficiencia a lo largo de la vida útil de los equipamientos incorporados. [3]

El escenario de eficiencia energética adicional parte del escenario de Referencia y contempla además los nuevos ahorros desde el año 2011 derivados del Plan de Acción de Eficiencia Energética de España 2011-2020, de forma que las nuevas medidas de ahorro y eficiencia permitirán una reducción de la demanda de energía primaria del 14%. [3]

En este proyecto se van presentar únicamente las previsiones obtenidas considerando el escenario de Eficiencia energética adicional, pues los objetivos fijados en el PER 2011-2020 se basan en dicho escenario.

En primer lugar se analiza las previsiones del consumo de energía primaria en el horizonte 2020. Como puede observarse en la figura 2.12, se producirá un crecimiento moderado de la demanda de energía primaria durante todo el periodo, continuando así el cambio de tendencia producido en el 2010.

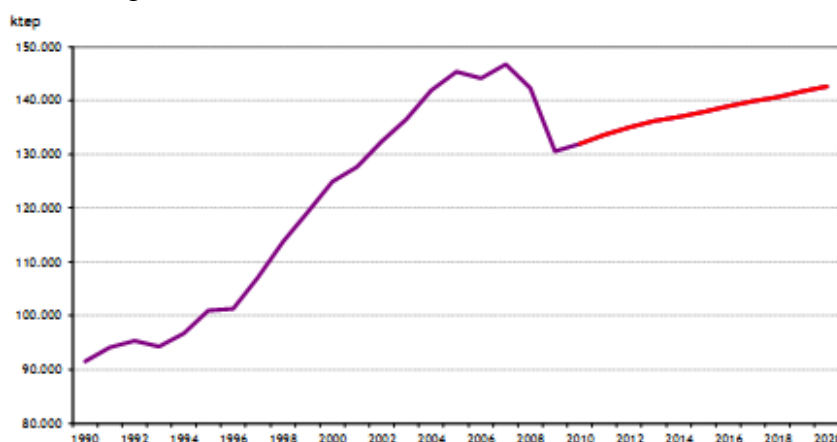


Figura 2.12.- Consumo de energía primaria según el escenario de eficiencia energética adicional.

Fuente: [2], [3]

Es importante también observar la evolución de estructura de la energía primaria, véase para ello la figura 2.13. El petróleo pierde un peso considerable a lo largo del periodo, a pesar de lo cual seguirá siendo la fuente mayoritaria en el año 2020 con un 36,4%. Mientras, el gas natural aumenta alcanzando un porcentaje de participación en el consumo total de energía primaria de un 27,5% y las energías renovables pasan a ser la tercera fuente energética en el año 2020, con un incremento acumulado durante todo el periodo de un 87%, alcanzando un 19,5% de participación en el consumo total de energía primaria.

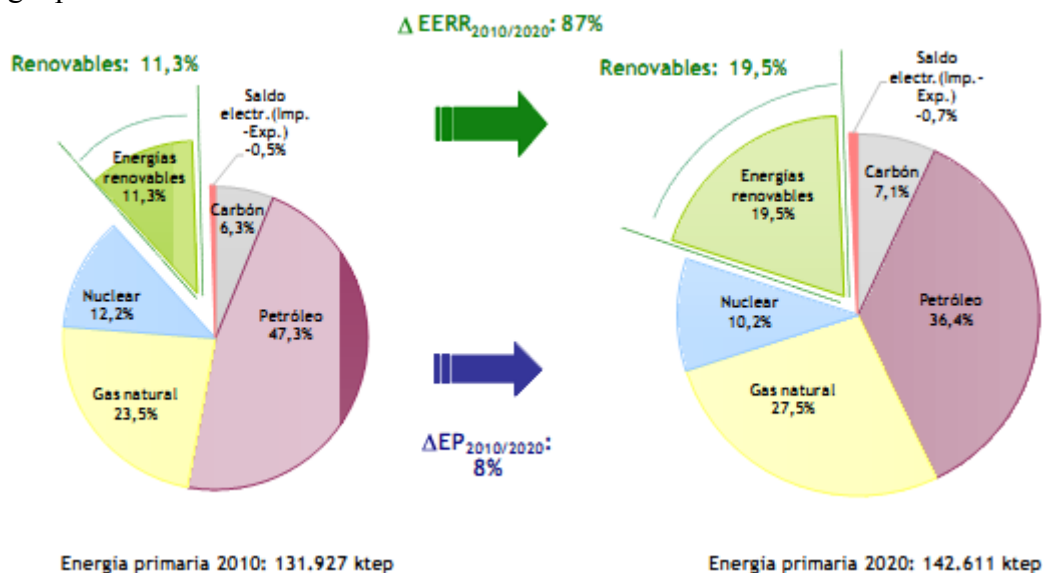


Figura 2.13.- Estructura de la energía primaria según el escenario de eficiencia energética adicional.

Fuente: [2], [3]

En cuanto a la intensidad energética primaria, se producirá un descenso acumulado a lo largo del periodo 2011-2020 de un 13,8%. Dicho descenso se debe por un lado al crecimiento moderado de la demanda de energía primaria favorecido por las medidas de ahorro y eficiencia que contempla este escenario, unido a la evolución del PIB prevista.

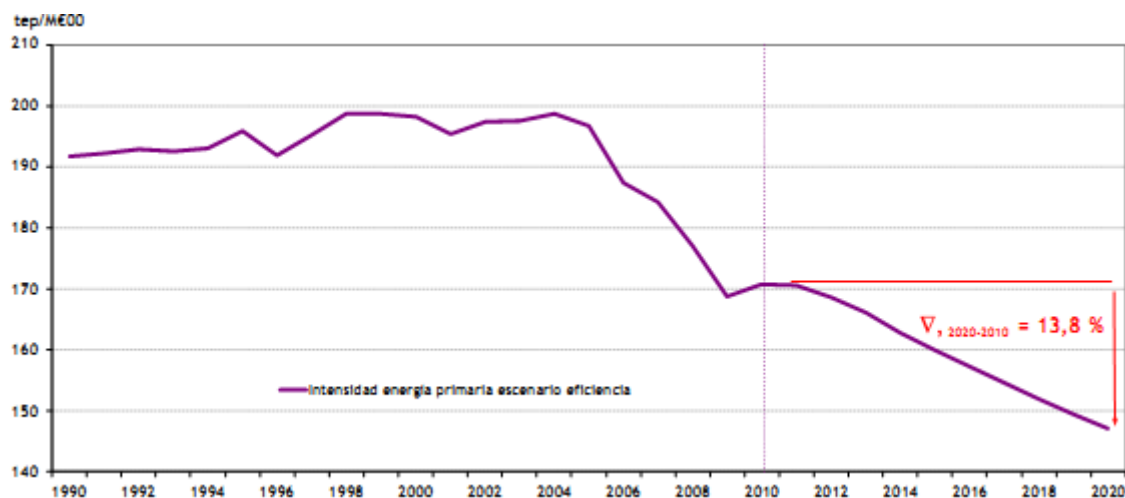


Figura 2.14.- Evolucion de la intensidad de energía primaria en el escenario de eficiencia energética adicional.

Fuente: [2], [3]

Se analiza ahora el consumo de energía final a lo largo del periodo de estudio. Primeramente se muestra la evolución de la demanda en la figura 2.15. El crecimiento que se produce en la demanda es tan solo de un 2% a lo largo de todo el periodo lo que puede ser debido a la conjunción de la crisis económico con las medidas de ahorro y eficiencia que se consideran en este escenario.

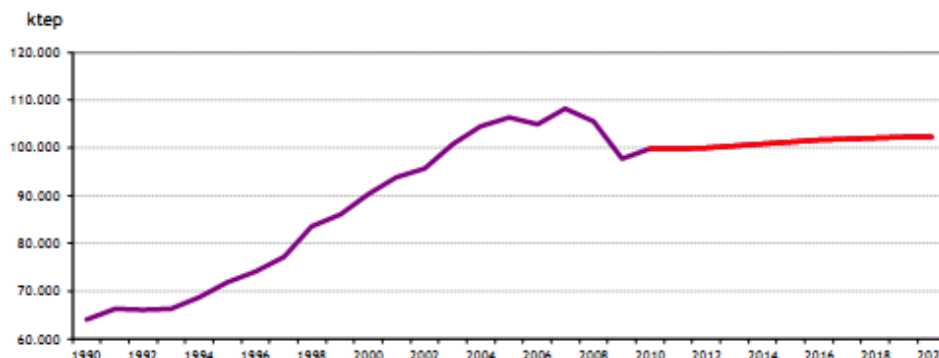


Figura 2.15.- Consumo de energía final según el escenario de eficiencia energética adicional
Fuente: [2], [3]

La estructura del consumo de energía final por fuentes de energía final, al igual que pasaba con la de energía primaria, tiende hacia una diversificación de forma que el petróleo irá perdiendo peso y la electricidad, el gas natural y las energías renovables ocuparán el hueco dejado por éste.

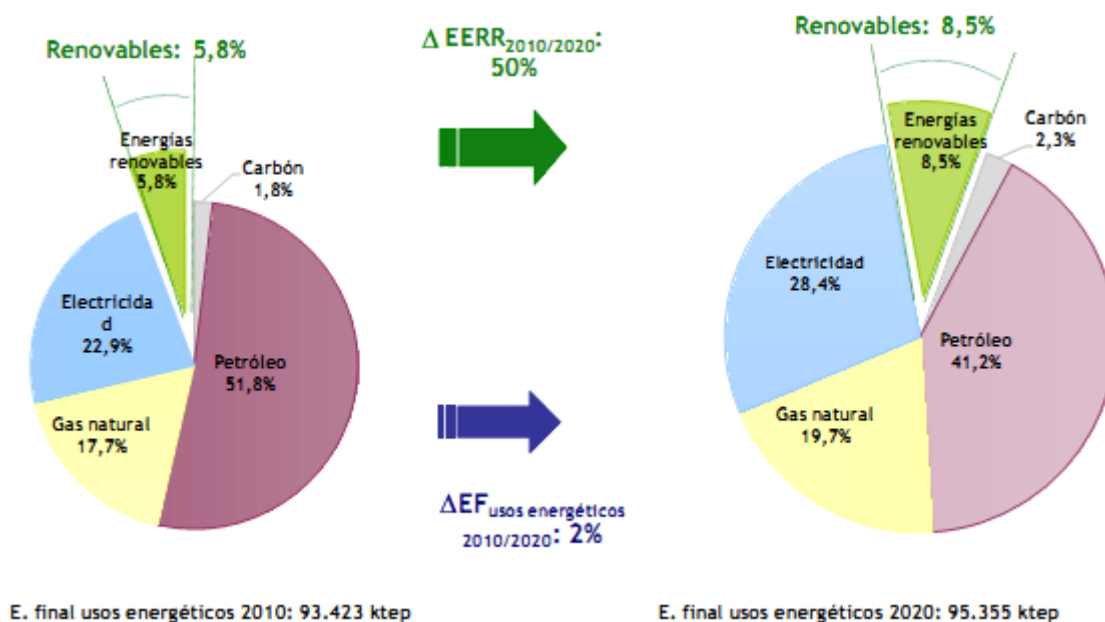


Figura 2.16.- Estructura de la energía final según el escenario de eficiencia energética adicional.
Fuente: [2], [3]

En cuanto a la intensidad energética final, se producirá una reducción acumulada del 18,3%, más acusada incluso que la reducción de la intensidad de energía primaria, lo que pone de manifiesto el efecto de las medidas de ahorro y eficiencia en los sectores

de uso final de la energía donde existe un mayor margen que en las medidas orientadas a los sectores de energía primaria. Véase la figura 2.17.

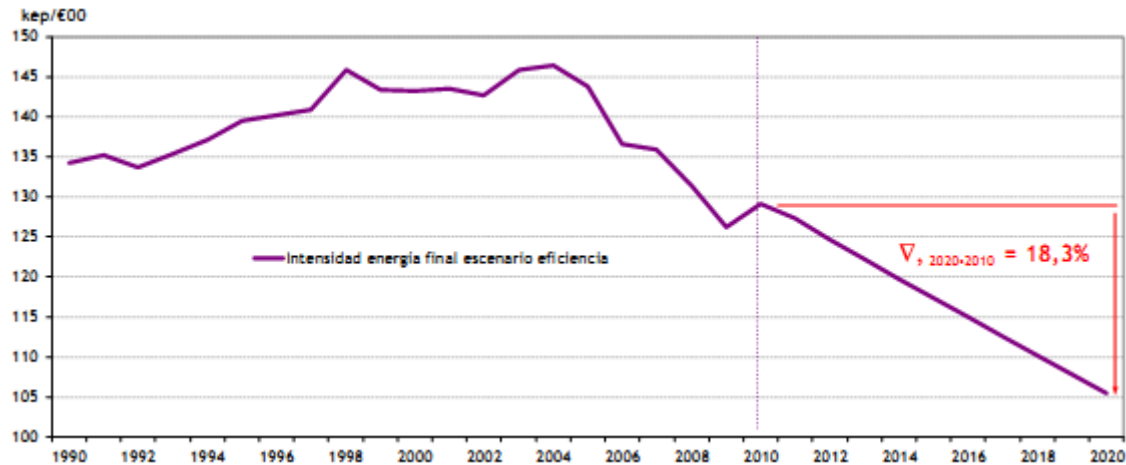


Figura 2.17- Evolucion de la intensidad de energía final en el escenario de eficiencia energética adicional.

Fuente: [2], [3]

El parámetro indicado por la Directiva 2009/28/CE para evaluar la consecución de los objetivos de aportación de energías renovables en el año 2020 será el consumo final bruto de energía, pues tiene en cuenta en el cómputo global de participación de las renovables en el consumo de energía final la electricidad generada con dichas fuentes.

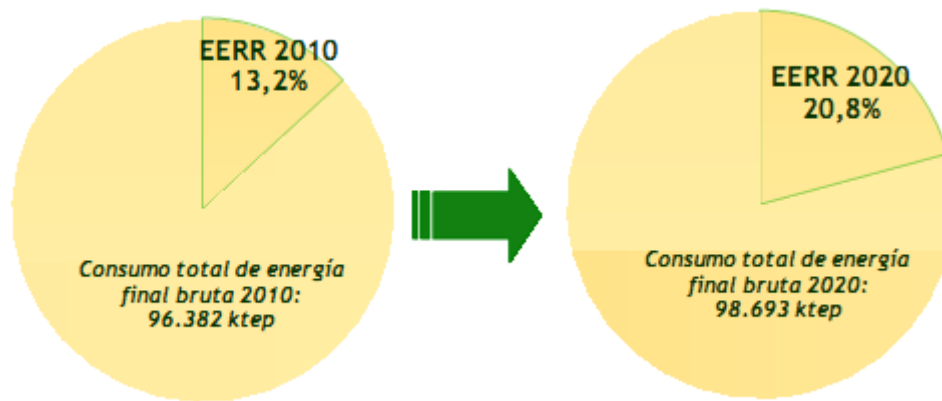


Figura 2.18.-Evolución de la participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía durante el periodo 2011-2020.

Fuente: [2], [3]

Como puede verse en la figura 2.18, la aportación de las energías renovables a la energía final bruta aumentará desde el 13,2% en el año 2010 hasta alcanzar el 20,8% en el año 2020.

Finalmente se analiza cómo evolucionan las fuentes de generación de electricidad. Al igual que en el caso de la energía primaria y final, la tendencia es la disminución de las tecnologías de combustibles fósiles por el gas natural y las energías renovables. En concreto, como puede apreciarse en la figura 2.19, la generación eléctrica con fuentes nucleares se mantendrá estable, con una tendencia a la baja, el carbón se mantiene más

o menos estable con un ligero aumento y la generación con productos petrolíferos irá descendiendo. Por el contrario el gas natural aumentará hasta alcanzar una cobertura del 35% en el 2020 y las energías renovables se prevé que representen un 40% del total de la generación de electricidad, lo que supone un crecimiento anual de un 1,6%.

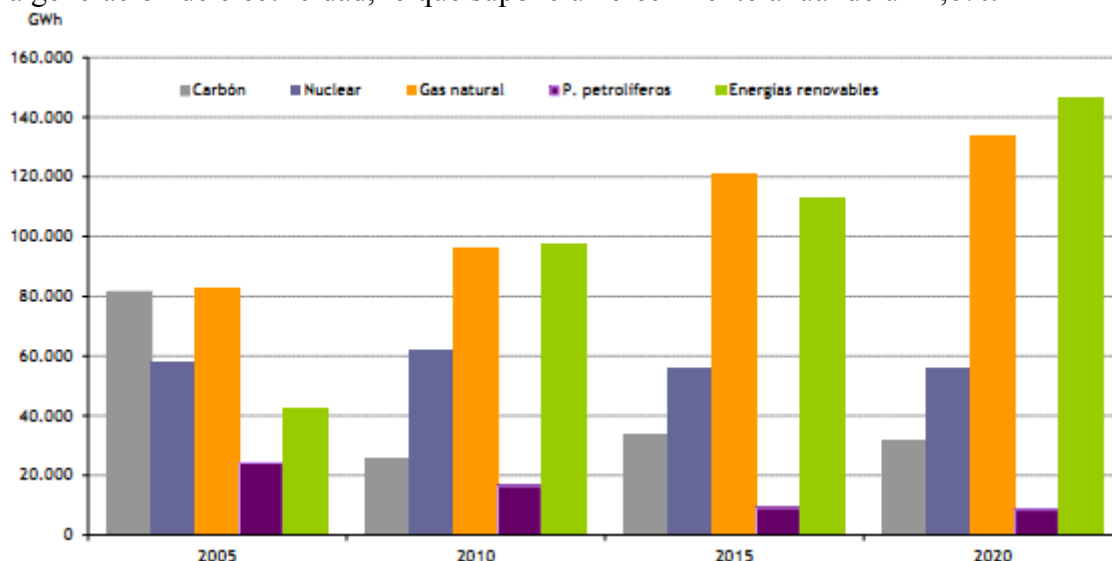


Figura 2.19.- Evolucion de la produccion electrica bruta por fuentes de energía en el escenario de eficiencia energetica adicional

Fuente: [2], [3]

Si se hace un análisis dentro de las energías renovables, la energía eólica, la terrestre junto con la marina, se espera que genere aproximadamente un 50% del total de la producción de electricidad del conjunto de las energías renovables, lo que supondría un 19% del total de generación de electricidad. La segunda en participación sería la energía hidráulica con un 8,6% del total de generación eléctrica, seguida de la solar termoeléctrica con un 3,7% y de la solar fotovoltaica con un 3,2%.

2.4. Objetivos en el horizonte de 2020

En Diciembre de 2008, la Eurocámara aprobó el paquete sobre energía y cambio climático, para facilitar que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, un 20% de mejora de la eficiencia energética y un consumo de energías renovables de un 20%. [29]. El llamado objetivo 20/20/20.

Una de las medidas adoptadas en ese paquete ha sido la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual fija un objetivo mínimo obligatorio del 10% del uso de biocombustibles en los transportes y de un 20% de aportación de las energías renovables en el consumo final bruto de electricidad para el conjunto de la Unión Europea [27]. Para cada uno de los Estados establece un objetivo particular en función de sus capacidades, y en concreto en España el objetivo es también del 20% de participación de las renovables y del 10 % de biocombustibles en el transporte.

El PER 2011-2020, incluye una serie de medidas para la consecución de dicho objetivo, y según sus propias previsiones, le eleva hasta la participación de un 20,8% de las energías renovables en el consumo final bruto de energía y de un 11.3% de uso de los biocombustibles en el transporte. Como se ha comentado en apartados anteriores estos objetivos se cumplirían en el marco del escenario de Eficiencia energética adicional.

En cuanto al tema que atañe a este proyecto, la producción de electricidad con energías renovables, el objetivo que marca el PER 2011-2020 para la consecución de los objetivos globales, consiste en alcanzar el 39 % de participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de electricidad en el año 2020, según valores normalizados de la metodología marcada en la Directiva Europea. En la tabla 2.1 puede observarse los valores previstos de esta contribución en los años 2015 y 2020.

	2010	2015	2020
% EERR sobre prod. bruta	32,3%	33,4%	38,1%
% EERR (eólica e hidráulica normalizadas) sobre consumo bruto (método Directiva)	29,2%	34,1%	39,0%

Tabla 2.1.- Contribución 2010, 2015 y 2020 de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad y al consumo bruto de electricidad.

Fuente: [1]

En la tabla 2.2, se detallan la previsión de la evolución en los años 2010,2015 y 2020 de la potencia instalada, la generación de electricidad de electricidad bruta sin normalizar y la generación de electricidad bruta normalizada para cada una de las energías renovables.

	2010			2015			2020		
	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)
Hidroeléctrica (sin bombeo)	13.226	42.215	31.614	13.548	32.538	31.371	13.861	33.140	32.814
<1 MW (sin bombeo)	242	802	601	253	772	744	268	843	835
1 MW-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	4.068	1.764	4.982	4.803	1.917	5.749	5.692
>10 MW(sin bombeo)	11.304	35.981	26.946	11.531	26.784	25.823	11.676	26.548	26.287
por bombeo	5.347	3.106	(**)	6.312	6.592	(**)	8.811	8.457	(**)
Geotérmica	0	0	(**)	0	0	(**)	50	300	(**)
Solar fotovoltaica	3.787	6.279	(**)	5.416	9.060	(**)	7.250	12.356	(**)
Solar termoeléctrica	632	691	(**)	3.001	8.287	(**)	4.800	14.379	(**)
Energía hidrocinética, del oleaje, mareomotriz	0	0	(**)	0	0	(**)	100	220	(**)
Eólica en tierra	20.744	43.708	42.337	27.847	55.703	55.538	35.000	71.640	70.734
Eólica marina	0	0	0	22	66	66	750	1.845	1.822
Biomasa, residuos, biogás	825	4.228	(**)	1.162	7.142	(**)	1.950	12.200	(**)
Biomasa sólida	533	2.820	(**)	817	4.903	(**)	1.350	8.100	(**)
Residuos	115	663	(**)	125	938	(**)	200	1.500	(**)
Biogás	177	745	(**)	220	1.302	(**)	400	2.600	(**)
Totales (sin bombeo)	39.214	97.121	85.149	50.996	112.797	111.464	63.761	146.080	144.825

(*) En esta columna aparecen los valores normalizados para la producción hidráulica y eólica según se recoge en el Artículo 5, Apartado 3 de la Directiva 2009/28/CE, utilizando las fórmulas de normalización contenidas en su Anexo II.

(**) Estas producciones no se normalizan. Se consideran los mismos valores que la producción sin normalizar.

Tabla 2.2.- Objetivos del PER 2011-2020 en los años 2010, 2011 y, 2020 en el sector eléctrico.
Fuente: [1]

En la Figura 2.20 se observa de forma más intuitiva la evolución de cada una de las fuentes renovables. La energía eólica se consolidará como la fuente renovable que más aporta a la generación eléctrica, llegando a constituir el 50% de todas las fuentes renovables. La energía hidráulica mantiene una generación prácticamente constante a lo largo del periodo, mientras que se observa un aumento considerable de las tecnologías solares, especialmente la solar termoeléctrica que en el año 2020 se espera sea la tercera energía que más aporte a la generación. La biomasa se espera que aumente considerablemente con respecto a los valores de generación actual, a pesar de lo cual seguirá estando por debajo de los valores de las tecnologías anteriormente mencionadas. En conjunto se observa una tendencia hacia la diversificación en la generación de electricidad, con la aparición de nuevas fuentes como la eólica marina, las energías del mar y la geotérmica, aunque estas dos última tendrán una baja participación aún en el horizonte de 2020.

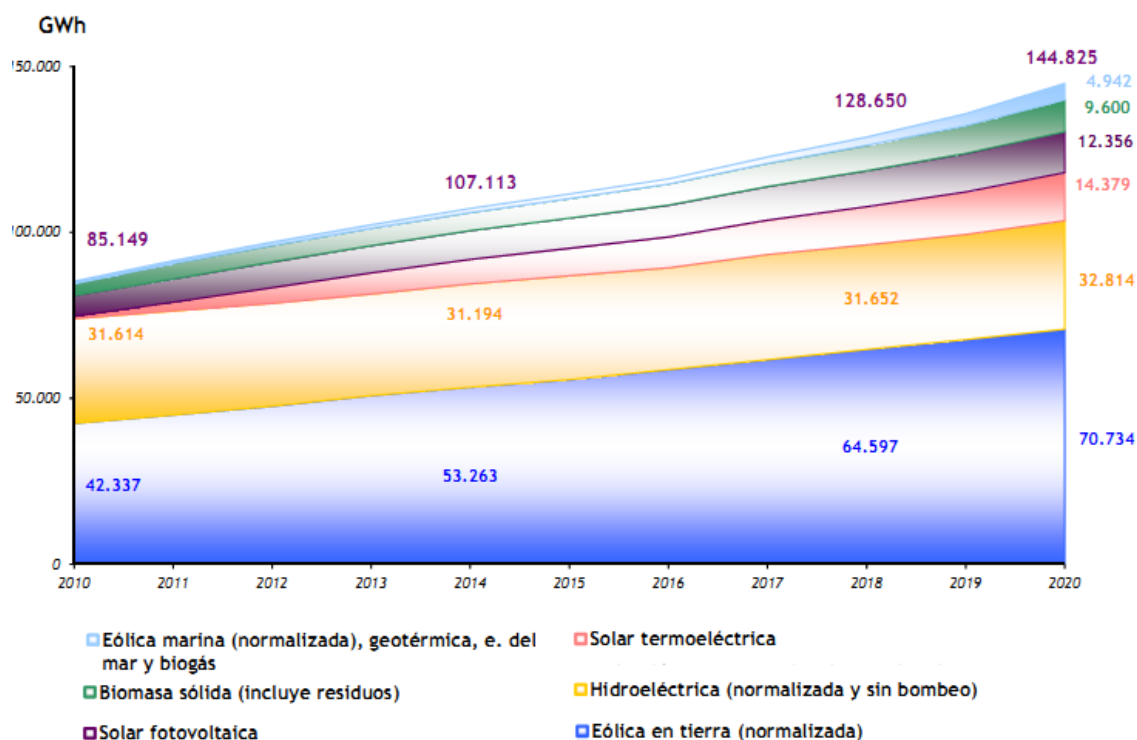


Figura 2.20.- Evolución del consumo final bruto de electricidad renovable
Fuente: [1]

Capítulo 3

Análisis de cada una de las energías renovables.

El objetivo de este capítulo es el análisis individualizado de cada una de las energías renovables empleadas para la generación de electricidad, atendiendo tanto a aspectos técnicos como económicos. Para ello de cada energía se describirá la situación actual tanto a nivel internacional como a nivel nacional en la que se encuentra, las diferentes tecnologías empleadas para producir electricidad, el potencial disponible en España de cada una de ellas, diferentes aspectos económicos como la prima según la normativa actual y los costes de generación eléctrica que serán usados en capítulos posteriores para el cálculo del impacto económico y finalmente un resumen de los objetivos de potencia instalada y generación de electricidad en el horizonte de 2020.

3.1. Energía eólica

3.1.1. Introducción

La energía eólica es la energía renovable que ha tenido un mayor crecimiento en los últimos años, en concreto la última década ha pasado de tener una potencia instalada de apenas 2 GW y una generación de electricidad eólica menos de los 5000 GWh en el año 2000 [27], a existir una potencia instalada de 20 GW y una generación de 43700 GWh en el año 2010, constituyendo un 16 % de la cobertura total de producción de electricidad y habiendo llegado en determinadas horas a superar el 50%. Este crecimiento ha sido posible por una normativa favorable en muchos aspectos y por un desarrollo tecnológico muy alto que ha llevado a la energía eólica a alcanzar un elevado grado de madurez.

Los datos anteriormente mencionados, se refieren casi exclusivamente a la eólica terrestre, que es uno de los subsectores del sector eólico, formado además por la eólica marina y la llamada eólica de pequeña potencia (potencia inferior a los 500kW), pues estos subsectores se encuentran aun en grado de desarrollo bajo, pero a lo largo del periodo 2011-2020 irán cobrando cada vez una mayor relevancia. En los siguientes apartados se explicarán los diferentes aspectos técnicos y económicos para cada uno de estos subsectores.

3.1.2. Descripción de la situación actual

A finales del año 2010, existía en todo el mundo una capacidad instalada de aproximadamente 197 GW, de los cuales España tiene 20,7 GW, lo que supone en términos porcentuales, un 11% del total. Este hecho convierte a España en el cuarto país

en potencia instalada del mundo, tan solo situado por detrás de China con 44735 MW, Estados Unido con 40180 MW y Alemania con 27215 MW [7]. Véase la figura 3.1.

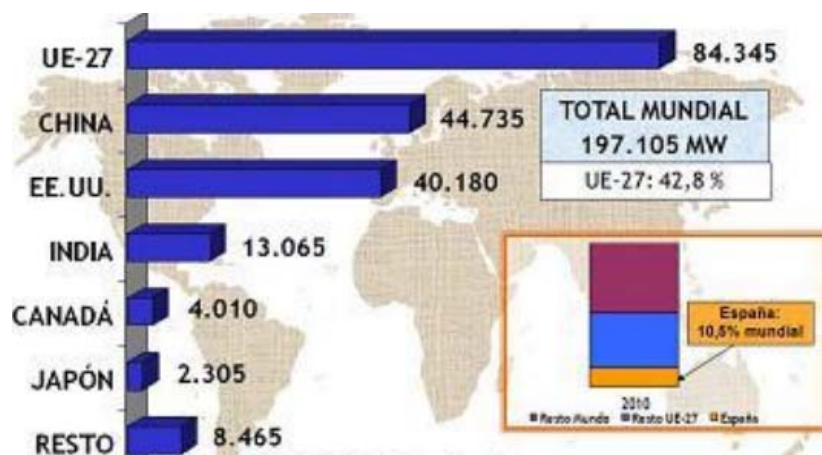


Figura 3.1.- Potencia eólica instalada en el mundo al finalizar 2010.

Fuente: [7], [8]

En cuanto a la Unión Europea, España ocupa el segundo puesto con casi un cuarto de la potencia instalada en toda la Eurozona (ver figura 3.2), donde se prevé un aumento de la potencia instalada de 136 GW en el periodo 2011-2020 [8], de los que un cuantioso porcentaje correspondería a la participación española.



Figura 3.2.- Potencia eólica instalada en la Unión Europea al finalizar 2010

Fuente [7], [8]

Distinguiendo por subsectores eólicos, la práctica totalidad de la potencia instalada en España ha sido de parques eólicos en tierra. Como se ha comentado anteriormente el ritmo de crecimiento ha sido muy elevado, a un ritmo medio de unos 2000 GW por año durante la última década. Este gran crecimiento ha favorecido la creación y desarrollo de un gran conjunto de empresas muy competitivas contribuyendo a la creación de riqueza y a la creación de empleos que se estima en unos 55000 actualmente. [9].

En cuanto a la eólica marina, en España no existe actualmente ningún parque en funcionamiento, aunque se encuentran en desarrollo diversos estudios e investigaciones para hacer posible su implantación en los próximos años, que posibilitaría aprovechar una serie de ventajas de esta tecnología frente a la eólica terrestre, como pueden ser, que

el viento en el mar es mucho más constante que en tierra y se ve menos expuesto a variaciones a lo largo del año con lo que la producción eólica esta menos influida por las condiciones climáticas, no existen elementos constructivos o naturales que estorben el paso del viento a los aerogeneradores, o existe un menos impacto en cuanto a que no hay que invadir zonas rurales para su ubicación.

De igual forma, en España también se encuentra sin desarrollar la llamada eólica de pequeña potencia, es decir la capacidad de la tecnología eólica para suministrar energía de forma distribuida, mediante su integración en entornos semi-urbanos, industriales y agrícolas que aportaría una serie de ventajas frente a la eólica de gran potencia; causa mucho menor impacto visual que las máquinas grandes, genera la energía junto a los puntos de consumo, por lo que reduce las pérdidas, es accesible a muchos usuarios, sin apenas necesitar obra civil, y su instalación es sencilla, funciona con vientos moderados y no requiere estudios de viabilidad complicados.[10]. La problemática para el desarrollo de esta potencia, es una normativa que no establece una diferenciación retributiva con respecto a la gran eólica, mientras que los costes de generación son muy superiores.

3.1.3. Aspectos tecnológicos

En este apartado se va a analizar la tecnología actual y la evolución tecnológica esperada para cada uno de los subsectores eólicos, esto es, eólica terrestre, eólica marina y eólica de pequeña potencia.

- **Eólica terrestre**

Actualmente los parques eólicos en funcionamiento utilizan aerogeneradores de eje horizontal de tres palas, cuya potencia varía desde aproximadamente los 600 Kw de los parques instalados en 1999 hasta los 2.000 Kw de los instalados en 2009, con diámetros de rotor entre 70 y 90m y altura de buje entre 60 y 80m. Con esta tecnología, el factor de capacidad se sitúa entre las 1900 y las 2900 horas de aprovechamiento anuales, aunque actualmente se encuentran en desarrollo aerogeneradores de 4 MW que permitirán un mejor aprovechamiento de los emplazamientos.

En el periodo 2011-2020 se espera la introducción de una serie de innovaciones técnicas que pretenden una serie de objetivos fundamentales para el desarrollo y mejora de este tipo de instalaciones, entre los que podemos destacar:

- Aumentar la potencia de los aerogeneradores, alcanzando valores entre los 10 y los 20 MW, consiguiendo una optimización de la producción.
- Conseguir un diámetro del rotor mayor manteniendo las mismas plataformas de manera que se pueda aumentar la producción anual de electricidad con vientos medios y bajos.
- Mejorar la fiabilidad técnica de los equipos, consiguiendo reducir los costes de mantenimiento.
- Creación de nuevos diseños de palas, haciéndolas más aerodinámicas y con materiales más resistentes y menos costosos.
- Mejorar los sistemas de control, para poder ajustarse a los nuevos requisitos de control de tensión y respuesta frente a perturbaciones de red.

Con las innovaciones ya existentes, y algunas de las que vayan surgiendo a lo largo del periodo, se prevé repotenciar algunos de los parques eólicos más antiguos (anteriores al año 2000), dotándolos de mayor potencia y capacidad de control frente a incidencias de red como “huecos de tensión”, de forma que se optimice la producción de electricidad.

• Eólica Marina

Como se ha dicho anteriormente, actualmente no existe ningún parque eólico marino en funcionamiento, pero a tenor de los proyectos y estudios en marcha así como del ejemplo de parques en otros países, se espera que los primeros aerogeneradores para eólica marina sean de más de 4 MW, mientras que se establece como límite de profundidad en el horizonte de 2020 los 50m.

Si se quieren alcanzar los objetivos previstos en el PER 2011-2020 para esta tecnología, se deben desarrollar a lo largo del periodo una serie de aspectos técnicos fundamentales como son:

- Crear aerogeneradores de potencia comprendida entre los 10 y los 20 MW, que tengan una alta fiabilidad (consiguiendo reducir los costosos costes de mantenimiento de este tipo de tecnologías)
- Desarrollo de proyectos de I+D+i sobre los aspectos más relevantes como; estructuras de cimentación necesarias en profundidades medias, diseños flotantes para aguas profundas y aerogeneradores marinos.
- Conseguir reducir los costes de generación, para poder conseguir que la tecnología sea competitiva en el menor tiempo posible.

• Eólica pequeña potencia

Actualmente esta tecnología tan solo está presente ciertos centros de investigación y pruebas, por lo que no existe un gran desarrollo y muchas de las tecnologías son aún experimentales. A pesar de ello, en ciertos proyectos de investigación como el Proyecto Singular Estratégico (PSE) “Minieólica” [11], se ha establecido una división de este subsector eólico en dos rangos de potencia, menor de 10kW y entre 10kW y 100kW, diferenciándose por el tipo de aplicaciones, tratamiento normativo, ratios de inversión, producción y costes de explotación. Para más detalle, véase la tabla 3.1.

	P ≤ 10 kW	10 kW < P ≤ 100 kW
Aplicaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Doméstico • Comercial • Agrícola 	<ul style="list-style-type: none"> • Industrial • Residencial colectivo • Terciario
Potencial tratamiento normativo en la conexión (con consumos asociados)	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimiento abreviado con menores requisitos • Mayor agilidad en la tramitación administrativa • Posibilidad de conexión directa a la red interior 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimiento abreviado, excluidas del régimen de autorización administrativa previa
Ratios de inversión (instalación completa, incluyendo inversor)	Aprox. 3.500 €/kW (superior a 4.000 €/kW para P < 3 kW)	Rango de 2.500 a 3.300 €/kW
Producción (horas equivalentes)	Aprox. 1.200 h	Aprox. 1.750 h
Costes de explotación	Aprox. 18 €/kW	Rango de 8 a 18 €/kW

Tabla 3.1.- División de la eólica de pequeña potencia
. Fuente: [11]

3.1.4. Potencial

La determinación del potencial de recurso eólico existente en España es determinante a la hora de establecer los objetivos de generación de electricidad. A la vez es muy complicado hacer una estimación de este potencial y si es del todo utilizable o no. Este proyecto se limita a presentar los resultados calculados por diversos organismos. En relación con la caracterización del recurso eólico, los datos han sido calculados por el PER 2011-2020, según la metodología que se detalla en dicho documento.

Para la eólica terrestre, el potencial total de España, depende de la velocidad media anual del viento, se estima que si esta es superior a los 6 m/s a 80 m de altura, sería de unos 330 GW, por el contrario si la velocidad fuera de 6,5 m/s, el potencial pasaría a ser de unos 150 GW. Si además se consideran ciertas limitaciones de tipo normativo, social y técnico, el potencial real aprovechable de aquí a 2020 sería algo superior a los 35 GW.

En cuanto a la eólica marina, el estudio del PER 2011-2020, tan sólo considera viable de aquí al año 2020 ubicaciones para los aerogeneradores de profundidad máxima 50 m. En ubicaciones de este tipo, el potencial aprovechable sería de unos 8500 MW, considerando las hipótesis del estudio.

Para la eólica de pequeña potencia, es muy difícil establecer un potencial que se ajuste a la realidad pues depende mucho de los entornos urbanos, y cada uno de los casos debería ser estudiado individualmente, por ello el PER 2011-2020 no ha realizado una estimación global para este tipo de tecnología.

3.1.5. Aspectos económicos

En este apartado, se presentan, por un lado los costes de generación de electricidad actual y sus previsiones durante el periodo 2011-2020 y por otro lado las tarifas y primas aplicables a las instalaciones de energía eólica en diciembre de 2010. La metodología de cálculo y las previsiones de la retribución se detallan en el capítulo 4. Al igual que en apartados anteriores se individualiza el análisis para cada uno de los subsectores eólicos.

- **Eólica terrestre**

Las tarifas, primas y límites que recibe esta tecnología en diciembre de 2010, vienen establecidas en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, se detallan en la tabla 3.2:

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.2.1		primeros 20 años	7,9084	2,0142	9,1737	7,6975
		a partir de entonces	6,6094			

*Tabla 3.2- Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica terrestre.
Fuente: [12]*

En cuanto a los costes de generación, el PER 2011-2020 hace una estimación de su evolución en el horizonte de 2020, diferenciando por potencia instalada y número de horas de utilización. Se recogen estos datos en la tabla 3.3.

Parque eólico terrestre	Coste de generación (c€/2010/KWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalación de 50 MW en ubicación de 1.900 horas en 2010	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1
Instalación de 50 MW en ubicación de 2.200 horas en 2010	7,5	7,3	7,0	6,9	6,7	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8
Instalación de 50 MW en ubicación de 2.900 horas en 2010	5,9	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6

Tabla 3.3- Evolución de los costes de generación para las instalaciones eólicas en tierra.

Fuente: [1]

En el capítulo 4 se ha tomado como referencia los costes de las instalaciones de 50 MW en ubicación de 2200 horas de funcionamiento.

- Eólica marina**

Las tarifas, primas y límites que recibe esta tecnología en diciembre de 2010, vienen establecidas en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, se detallan en la tabla 3.4:

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.2.2*				9,1041	17,7114	

Tabla 3.41 Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica marina.

Fuente: [12]

En cuanto a los costes de generación, el PER 2011-2020 hace una estimación de su evolución en el horizonte de 2020, diferenciando por potencia instalada y ubicación con respecto a la costa. Se recogen estos datos en la tabla 3.5:

Parque eólico marino	Coste de generación (c€/2010/KWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalación de 150 MW situada a 50 km de la costa	13,2	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	10,7	10,5	10,2	10,0	9,8
Instalación de 150 MW a 10 km de la costa	9,9	9,4	9,0	8,7	8,5	8,3	8,0	7,8	7,7	7,5	7,3

Tabla 3.5.- Evolución de los costes de generación para las instalaciones eólicas marinas.

Fuente: [1]

En el capítulo 4 se ha tomado como referencia los costes de las instalaciones de 150 MW en ubicación a 10 km de la costa, pues las situadas a más de 50 km, no se espera que sean viables hasta más allá de 2020.

- Eólica pequeña potencia**

Como se ha dicho en apartados anteriores, no existe una normativa aún que diferencie la eólica de pequeña potencia de los parques eólicos convencionales, por lo que las tarifas

y primas aplicables son las mismas que las establecidas para la eólica terrestre. No obstante se espera que este hecho cambie en los próximos años.

En cuanto a los costes de generación previstos en el horizonte 2020, son muy variables en función del tamaño y la potencia de la máquina a conectar a red, por lo que el análisis de la evolución de sus costes de inversión así como del factor de utilización en el horizonte 2011- 2020, se dividen en dos rangos de potencia como se muestra la tabla 3.6.

Características	Coste de inversión		Factor de capacidad	
	2011	2020	2011	2020
Instalación de $P \leq 10$ Kw	3430 €/Kw	1700 €/Kw	1200 h	1650 h
Instalación de $10 \text{ Kw} < P \leq 100 \text{ Kw}$	2200 €/Kw	1400 €/Kw	1780 h	2100 h

Tabla 3.6.- Costes de generación para las instalaciones eólicas de pequeña potencia en el horizonte de 2020.

Fuente: [1] y elaboración propia

Cabe señalar que las previsiones son para los límites superiores de cada uno de los rangos (10kW y 100kW), lo que hace necesario que para niveles de potencia inferiores sean aplicadas una serie de medidas económicas de apoyo que permitan a estas instalaciones ser competitivas.

3.1.6. Objetivos

Para alcanzar los objetivos globales previstos en el PER 2011-2020, este mismo documento establece unas previsiones anuales de potencia eólica instalada para cada uno de los subsectores eólicos.

Eólica en tierra tiene como objetivo global en 2020, alcanzar los 35000 MW, de los que 34700 MW pertenecen a parques eólicos de media y gran potencia incluida la repotenciación de las instalaciones que así lo requieran, y 300 MW pertenecientes a eólica de pequeña potencia. La figura 3.3 muestra la evolución anual para alcanzar dichos objetivos diferenciando entre nuevos establecimientos en tierra, repotenciación, desmantelamientos y pequeña potencia:

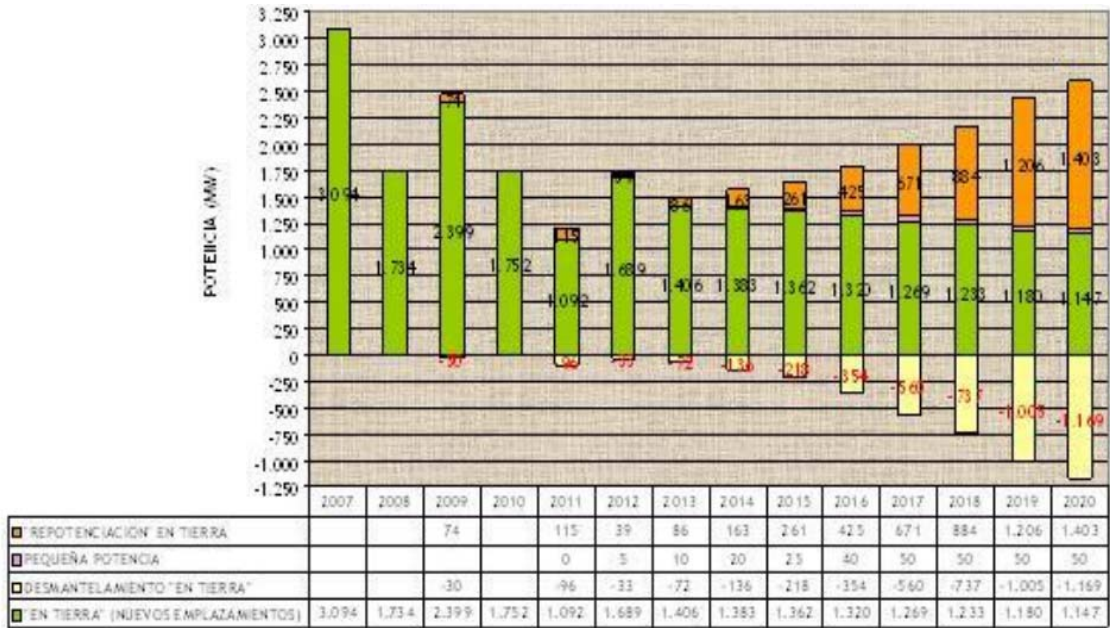


Figura 3.3.- Evolución de la potencia eólica instalada en tierra entre los años 2008 y 2020.
Fuente: [1]

En cuanto a la eólica marina, se espera que al finalizar el periodo de estudio, se encuentren instalados en las costas españolas un total de 750 MW, la evolución de potencia instalada se muestra en la figura 3.4:

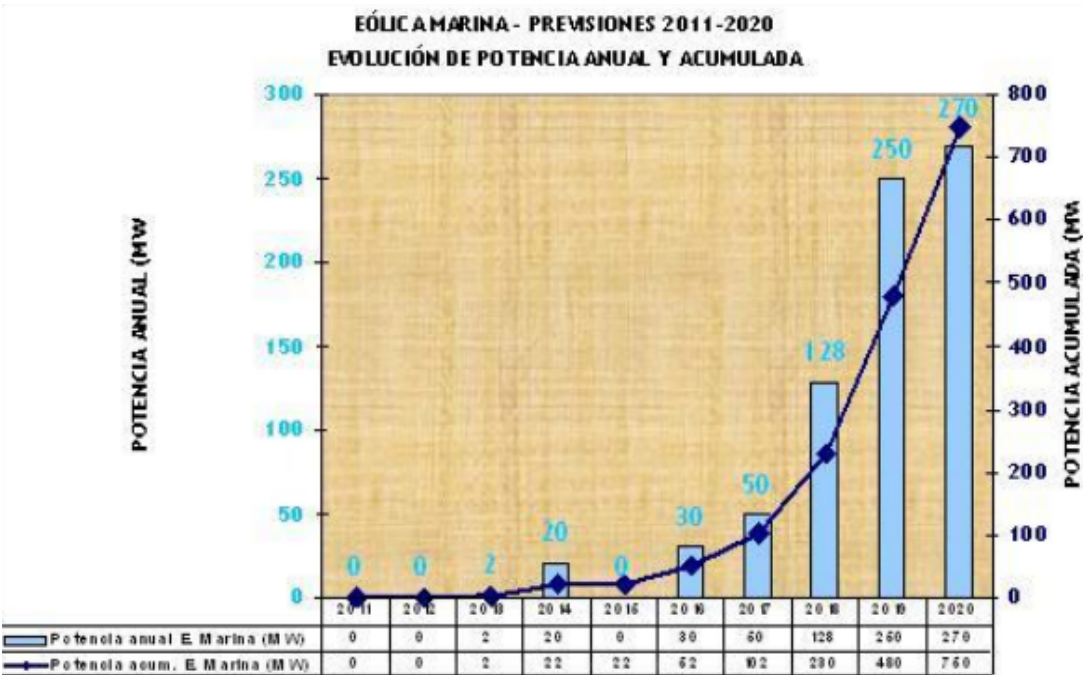


Figura 3.4.- Evolución de la potencia eólica marina instalada 2011 y 2020.
Fuente: [1]

Cumplíendose las previsiones expuestas anteriormente la electricidad eólica total generada en el año 2020 será de 72556 GWh, de los que 70734 GWh corresponden a

generación con instalaciones de energía eólica en tierra y 1822 GWh a instalaciones de eólica marina. La tabla 3.7, muestra la evolución anual en el periodo 2010-2011.

	Electricidad generada (GWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
eólica*	42337	44883	47585	50736	53299	55604	58646	61790	65092	68685	72556
eólica terrestre*	42337	44883	47585	50733	53263	55538	58535	61560	64597	67630	70734
eólica marina*	0	0	0	3	36	66	111	230	495	1055	1822

Tabla 3.7- Evolución de la generación de electricidad en el periodo 2011-2020 con instalaciones de energía eólica
Fuente: [1] y elaboración propia

3.2. Energía solar fotovoltaica

3.2.1. Introducción

La energía solar fotovoltaica se basa en la transformación de energía solar en electricidad. Para ello, los rayos de sol inciden sobre unos dispositivos llamados módulos o paneles fotovoltaicos formados por células fotovoltaicas que son unos materiales semiconductores que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellas convirtiendo esa energía luminosa en energía eléctrica.

Existen muchas tecnologías diferentes en función del semiconductor utilizado, según lo cual se dividen en:

- Células de silicio: pueden ser de tecnología cristalina o de capa delgada
- Capa delgada de materiales como el telurio, CIS, CIGS, diseleniuro de indio y cobre o células multiunión
- Células de materiales orgánicos.

Por otro lado, la normativa actual que atañe a las instalaciones fotovoltaicas cuyo principal documento es el Real Decreto 1578/2008, divide a las instalaciones fotovoltaicas en dos grupos:

- Tipo I: instalaciones sobre edificios, y a su vez se divide en dos subgrupos, tipo I.1 de potencia menor a los 20 Kw y tipo I.2 de potencia comprendida entre los 20 Kw y los 2 MW.
- Tipo II: instalaciones no situadas sobre edificios urbanos de potencia menor de 10 MW.

Finalmente existe otra división posible; instalaciones con seguimiento solar y sin seguimiento solar.

3.2.2. Descripción de la situación actual

Al finalizar el año 2010, la potencia solar fotovoltaica instalada en todo el mundo era de 40000 Kw, estando la mayor parte de esta potencia, instalada en tres zonas geográficas, la Unión Europea, donde existen 29327 MWp lo cual constituye el 72% del total mundial, Japón con 3622 lo que supone el 9% mundial y Estados Unidos con 2727 MW representando un 6,8% del total. La figura 3.5 muestra la evolución de la potencia instalada en el mundo en la última década, donde puede observar que el mayor crecimiento se ha producido en los últimos tres años. [14]

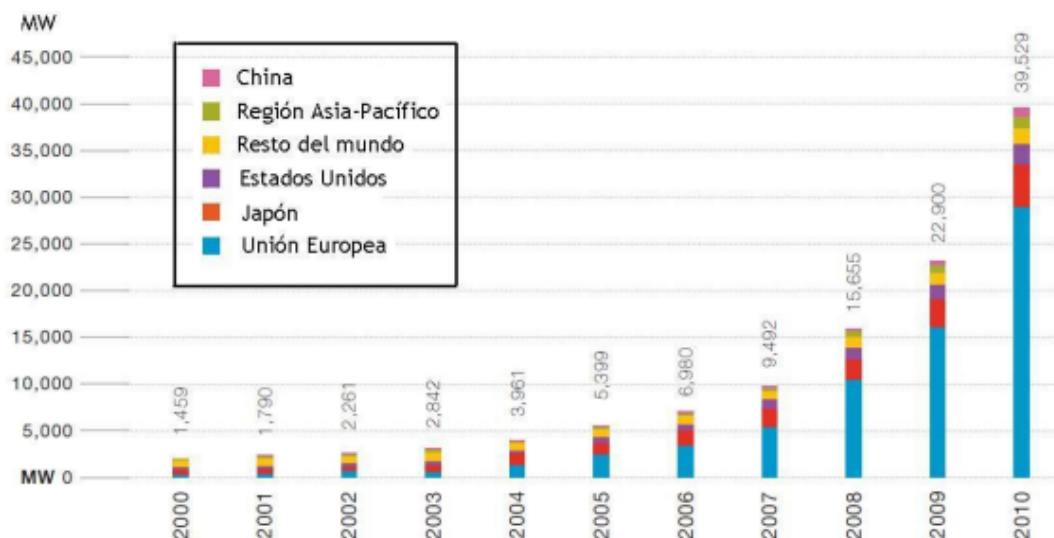


Figura 3.5.- Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en el periodo 2000-2010 en todo el mundo
Fuente: [14]

Dentro de la Unión Europea, el país con mayor potencia instalada es Alemania, que finalizó 2010 con 17370 MW seguido de España con 3787 MW, lo que les sitúa como el primer y segundo país mundial en potencia fotovoltaica instalada.

De toda esta potencia instalada que posee España, la inmensa mayoría fue instalada en el año 2008, véase la figura 3.6. Esto fue debido al efecto de la aprobación del Real Decreto 661/2007, por el cual se instauraba un nuevo régimen de primas a la producción de energía eléctrica de origen renovable, que en el caso de la fotovoltaica llegaba a cifras muy elevadas, valga decir que superaba en diez veces el precio de mercado, lo que provocó la instalación masiva de potencia fotovoltaica, unos 2700 MW, que supusieron casi el 50% de toda la potencia instalada en el mundo ese año.

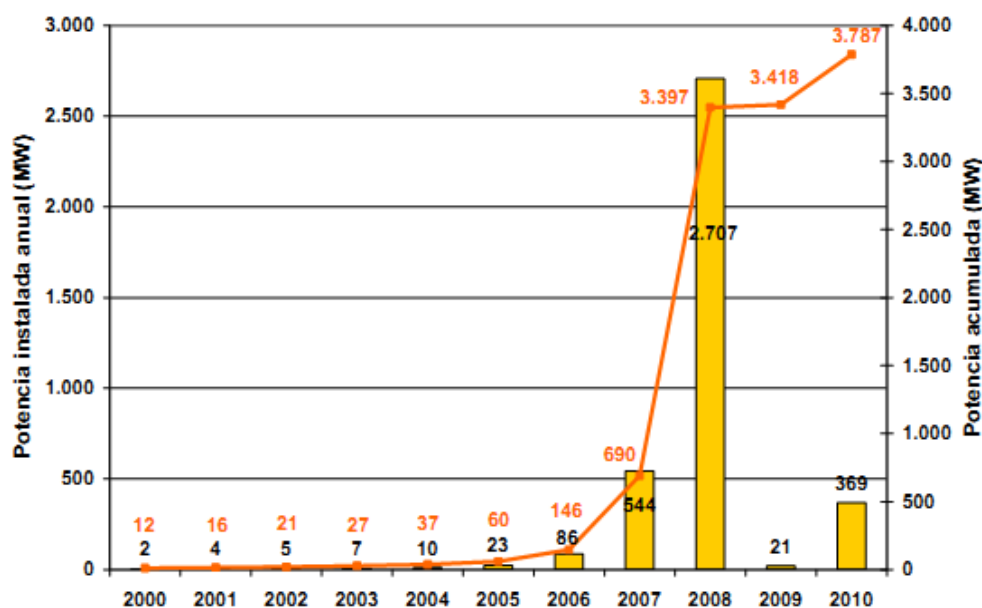


Figura 3.6.- Potencia fotovoltaica instalada en el periodo 2000-2010 en España.

Fuente: [1]

Este crecimiento desmesurado desbordo las previsiones del Plan de Energías Renovables 2005-2010, y que estimaba la instalación de 500 MW de fotovoltaica para el 2010. Para reordenar esta situación se promulgó el Real Decreto 1578/2008, que establece un nuevo marco de retribución para la energía solar fotovoltaica inscrita en el Registro de Preasignación a partir de septiembre de 2008 basado en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, de forma que se produzca un crecimiento acorde con la planificación que permita ir asimilando los diferentes aspectos de la industria fotovoltaica y que dé tiempo a que se aprecie la reducción de costes según la tecnología avanza en su curva de aprendizaje

El sector de la industria fotovoltaica española está formado en la actualidad por más de 500 empresas participantes de todas las actividades que envuelven al sector. Todas ellas están agrupadas en diferentes organizaciones entre las que destacan la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), la Asociación Empresarial Fotovoltaica (AEF) y la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) en su sección fotovoltaica.

En la parte de I+D+i del sector, existen diferentes universidades, centros privados y públicos dedicados a esta actividad, entre los que destacan el Instituto de Energía Solar (IES) de la Universidad Politécnica de Madrid, el Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC) en Puertollano, CIEMAT y el CENER.

En resumen, a pesar de que actualmente en España la industria fotovoltaica goza de un buen nivel, como demostró con una gran capacidad de reacción en la llamada “burbuja fotovoltaica” del 2008 con una gran respuesta en tema financiero y de ingeniería de montaje, ese mismo hecho provocó que los tiempos de maduración y de ejecución de los proyectos fueran excesivamente rápidos, lo que impidió un asentamiento de la tecnología internacional.

3.2.3. Aspectos técnicos

Para alcanzar los objetivos perseguidos por el PER 2011-2020, los proyectos y programas de investigación y desarrollo deberán perseguir fundamentalmente dos aspectos; reducción de costes de fabricación de los módulos fotovoltaicos y mejora de la eficiencia, incrementándose la potencia por m² de módulo, que a su vez provocará un descenso de los costes de fabricación. A continuación se realiza un análisis de las perspectivas de evolución tecnológicas para cada una de las tecnologías fotovoltaicas existentes en el mercado que se han comentado en la introducción.

- **Tecnología basada en el silicio**

Los esfuerzos de investigación estarán orientados hacia: [1]

- Mejoras en la obtención de silicio purificado, de grado solar o electrónico.
- Mejoras en los métodos existentes y nuevos métodos para la cristalización del silicio purificado.
- Mejoras en la fabricación de obleas, con espesores cada vez menores y mejor y más uniforme dopado con boro.
- Incremento de la eficiencia de las células, gracias a mejoras en diferentes pasos de la fabricación de la célula, a la menor ocupación de superficie de los contactos eléctricos, y a la combinación, o a la eliminación de los mismos en la superficie expuesta al sol.
- Incrementos en la eficiencia de los módulos, a través de mejoras en los conexiones de células, en la selección más uniforme de las mismas..

- **Tecnologías de capa delgada**

Existen diferentes tipos de esta tecnología en función del material semiconductor que se utilice:

- Capa delgada de Silicio amorfo
- Capa delgada de Cobre-Indio-Diselenio (CIS)
- Células Telururo de Cadmio (CdTe)
- Capa delgada multi-unión (células III-V)

El desarrollo tecnológico de este tipo de tecnologías (excepto las de capa delgada multi-unión) se centrará en el incremento de la eficiencia, ya que los menores costes de producción de módulos de capa delgada se ven compensados con mayores costes de cableados, estructuras, terrenos, etcétera, debido a la menor eficiencia de estas tecnologías con respecto a las de silicio cristalino.

Las acciones de investigación se deberán centrar en mejoras de los procesos de deposición/dopado de elementos, en la fabricación de células solares, y en el desarrollo avanzado del proceso industrial y de la producción a gran escala de estas tecnologías.

- **Tecnologías de concentración fotovoltaica**

Las principales tendencias tecnológicas pasan por reducir los altos costes actuales, aumentar la eficiencia de los módulos, conseguir mejoras en toda la cadena de

producción, desarrollar sistemas ópticos duraderos en intemperie y conseguir una alta precisión en el ensamblaje de módulos.

- **Tecnologías orgánicas**

Las células fotovoltaicas orgánicas son células solares, en las que al menos la capa activa se compone de moléculas orgánicas. Tiene como gran ventaja unos reducidos costes de los semiconductores orgánicos y unos procesos de fabricación muy simplificados.

Aun se encuentran en fase experimental y su principal reto consiste en la mejora de la eficiencia que actualmente no supera el 5%.

3.2.4. Potencial

El potencial solar existente es difícil de cuantificar en términos de potencia, a pesar de ello en España existe un inmenso potencial se estima que mayor de 1000GW, ya que el potencial solar viene determinado por el nivel de radiación solar y España alcanza los 1600 kWh/ m² al año sobre superficie horizontal, véase la figura 3.7, donde se puede observar la diferencia de radiación dependiendo de la zona geográfica, lo que indica que ubicaciones son más propicias para la instalación de este tipo de instalaciones.

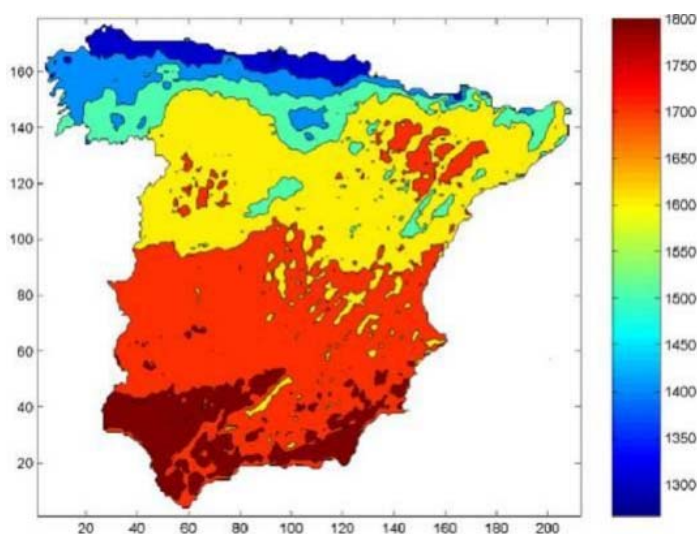


Figura 3.7.- Mapa de radiación global horizontal en España (kWh/m² al año).

Fuente: [9]

3.2.5. Aspectos económicos

En este apartado, se presentan en primer lugar las tarifas y primas aplicables a las instalaciones de energía solar fotovoltaica en diciembre de 2010. La metodología y las previsiones de la retribución se detallan en el capítulo 4, valga con decir en este apartado que las instalaciones fotovoltaicas sólo se pueden acoger a la opción b) del artículo 24 del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, es decir a la opción a tarifa, por lo que no aparecen valores de primas ni límites. Como se ha comentado en apartados previos, el Real Decreto 1578/2008 de 28 de diciembre, establecía un nuevo marco retributivo para

las instalaciones inscritas a partir de septiembre de 2008, por lo que actualmente algunas de las instalaciones se acogen a la tarifa marcada por este Real Decreto y otras a la marcadas en la normativa previa, el Real Decreto 661/2007. Los valores de ambas tarifas para cada uno de los subgrupos se recogen en la tabla 3.8 y la tabla 3.9

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 28 años	47,5597			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 28 años	45,0886			
		10<P≤50 MW	primeros 28 años	24,8138			

Tabla 3.8.- Tarifas de las instalaciones de energía fotovoltaica acogidas al RD 661/2007

Fuente: [12]

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1.º trimestre 2009	Convocatoria 2.º trimestre 2009	Convocatoria 3.º trimestre 2009	Convocatoria 4.º trimestre 2009
Tipo I.1	34,7079	34,7079	34,7079	34,7079
Tipo I.2	32,6662	32,6662	32,6662	32,6662
Tipo II	32,6662	31,3585	30,5340	29,6912

Tabla 3.9.- Tarifas de las instalaciones de energía fotovoltaica acogidas al RD 1578/2008, inscritas en las convocatorias correspondientes al año 2009.

Fuente: [12]

Por otro lado, se analizan los costes de generación de la energía solar fotovoltaica. El Per 2011-2020, muestra los resultados del Estudio de prospectiva tecnológica elaborado por el IDAE, en el que se detalla la evolución en el periodo 2011-2020 de los costes de inversión, operación y mantenimiento de cada una las tecnologías más comunes de generación de electricidad fotovoltaica, esto es, instalaciones de módulos de silicio cristalino, sobre tejado y sobre suelo y con y sin seguimiento. En este documento se van a incluir únicamente el resultado final, es decir la evolución esperada de los costes de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica, que serán los valores que se usaran para el cálculo del impacto económico en el capítulo 4. En concreto se presentan los costes de generación para las instalaciones del tipo II, en suelo y para las instalaciones del tipo I, sobre tejado, obtenidos el citado estudio del IDAE y posteriormente se ha calculado un valor conjunto para todas las instalaciones fotovoltaicas, para lo cual se ha asignado un “peso” a cada una de las tecnologías según su presencia actual. Se muestra todo ello en la tabla 3.10.

		Costes de generación tecnologías fotovoltaicas(€/MWh)										
Tecnología	Peso %	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fotovoltaica		610	559,5	531,5	465	437	394	365	351	317,5	303,5	289,5
<i>Suelo</i>	70	175	165	155	150	140	130	125	120	100	95	90
<i>Tejado</i>	30	255	230	220	180	170	150	135	130	125	120	115

Tabla 3.10- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 para cada una de las tipologías fotovoltaicas y para el conjunto de ellas.

Fuente: [1] y elaboración propia

3.2.6. Objetivos

Para la consecución de los objetivos globales establecidos en el PER 2011-2020, se establecen unos objetivos de potencia fotovoltaica instalada a alcanzar en 2020 de 7250 MW, y prevé la evolución de potencia instalada por año que debe realizarse para alcanzar el objetivo, véase la figura 3.8.

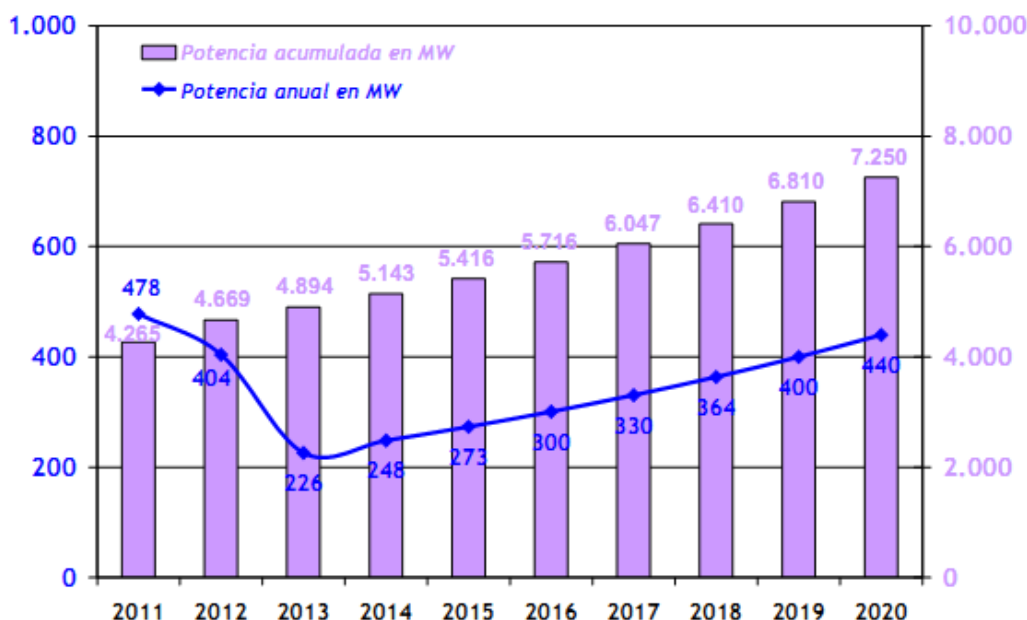


Figura 3.8.- Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el horizonte 2020.

Fuente: [1]

Para la estimación de la energía producida en un año se realiza el producto de la potencia instalada por las horas medias de funcionamiento previstas en dicho año, estableciendo a partir del segundo año de la puesta en marcha unas pérdidas del 0,4% anual. Así mismo, se considera una media ponderada de la energía producida para todas las instalaciones suponiendo que 2/3 de las instalaciones son fijas y 1/3 disponen de sistemas de seguimiento.

Con estas hipótesis, en 2020 se superan los 12.350 GWh de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España de energía solar fotovoltaica.

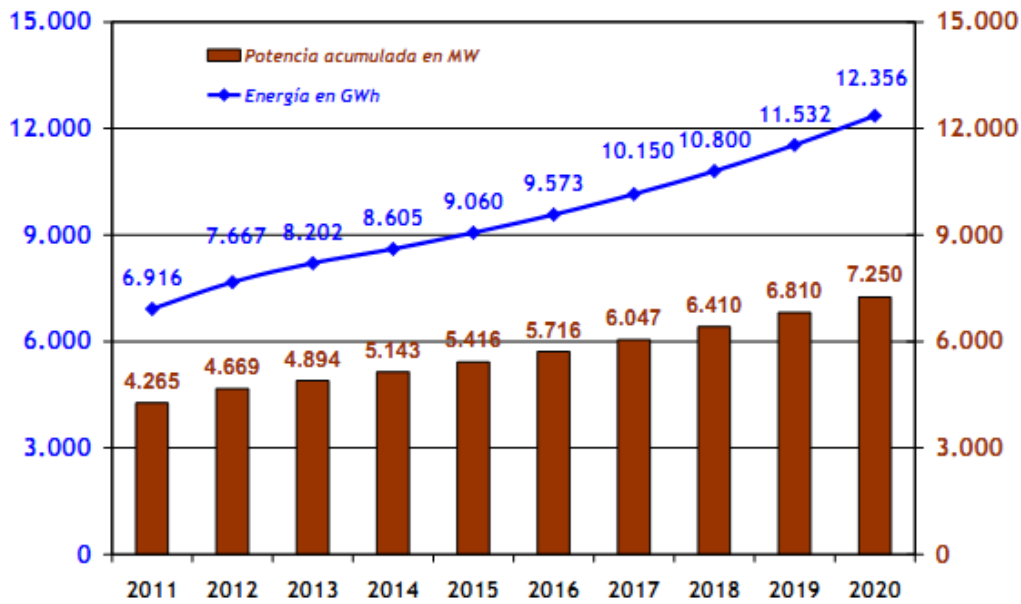


Figura 3.9.- Evolución de la generación de electricidad con energía fotovoltaica en el horizonte 2020.

Fuente: [1]

3.3. Energía solar termoeléctrica

3.3.1. Introducción

La energía solar termoeléctrica consiste en aprovechar la radiación solar para generar electricidad. Mediante una serie de dispositivos concentran los rayos solares sobre un fluido, calentándolo hasta su ebullición, para posteriormente hacer pasar el vapor generado a través de una turbina, bien directamente o a través de un intercambio térmico con otro fluido que circula por la turbina, generando electricidad. Por tanto las centrales termoeléctricas presentan ciertos parecidos con las centrales térmicas convencionales basadas en ciclos de Rankine. Otra característica importante de estas centrales y que le diferencia de otras instalaciones de energía renovable es que pueden tener sistemas de almacenamiento térmico, lo que le confiere una cierta capacidad para gestionar la producción y para participar en procesos de regulación como la regulación primaria.

Existen básicamente cuatro tipos de centrales solares termoeléctricas que difieren entre otras cosas en la configuración que presentan para concentrar la radiación solar sobre el fluido, se comentaran más detalladamente en apartados posteriores, sus nombres son:

- Centrales de receptor central de torre.
- Centrales cilindroparabólicas.
- Centrales disco-parabólicas o disco-fresnel
- Centrales con concentradores lineales de fresnel.

3.3.2. Descripción de la situación actual

El factor fundamental que condiciona el desarrollo de la tecnología solar termoeléctrica es la disponibilidad de radiación solar termoeléctrica. Es por ello que las principales zonas donde se está desarrollando esta tecnología sean España, Estados Unidos y los países de Oriente Medio y el Norte de África.

A pesar de ser una tecnología conocida hace varias décadas (en Estados Unidos se empezaron a construir centrales de este tipo en los años 80), su mayor desarrollo e implantación ha comenzado en los últimos años, por lo que existe mayor potencia en construcción o en promoción que en operación. Los principales datos de potencia solar termoeléctrica a nivel internacional a finales de 2010, excluyendo la participación de España son los siguientes [15] y [2]:

- Potencia en Operación: 469 MW
- Potencia en construcción: 160 MW
- Potencia en promoción: 5025 MW

En España, la potencia en operación (la que se encuentra inscrita en el registro de instalación de producción del régimen especial RIPRE) es de 632 MW, lo que supone un 60% del total mundial, la potencia en construcción (los que se estima que estarán en funcionamiento en 2011) alcanza los 996 MW suponiendo un 85% del total y la potencia en promoción (el resto de proyectos inscritos en el Registro de pre asignación de retribución, RPR) es de 843 MW.

En España el sector termoeléctrico ha experimentado un gran crecimiento desde la construcción de la primera planta en 2006, hasta la actualidad, siendo especialmente relevante los 400 MW instalados en el año 2010, que hacen que el total de la potencia solar termoeléctrica instalada en España a finales de 2010 sea de 632 MW, véase figura 3.10:

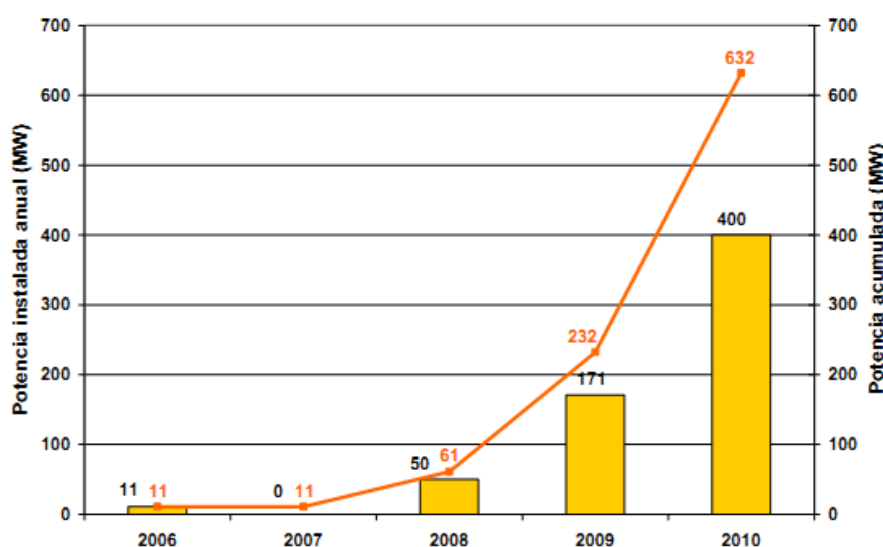


Figura 3.10.- Evolución de la potencia solar termoeléctrica instalada en España en el periodo 2006-2010.

Fuente: [1]

El desarrollo de la tecnología solar termoeléctrica comienza a partir de la promulgación del Real Decreto 436/2004, que estableció un régimen de primas muy atractivo para el sector, cuyos objetivos iniciales marcados en el Plan de Energías Renovables totalizaban 500 MW para el año 2010. El Real Decreto 661/2007 dio un impulso aún mayor al régimen de primas lo que provocó la explosión de proyectos en este ámbito, alentados por las ventajosas condiciones económicas. Esto provocó que se sobrepasara ampliamente los 500 MW objetivo del Plan, planteándose una serie de inversiones en el sector que suponían una carga financiera de enorme calado, por el sobrecoste que iba a implicar el conjunto de primas a las que tenía que comprometerse el Estado.

Ante esta situación se redactó el Real Decreto Ley 6/2009 de 7 de mayo, en el que se crea el registro de pre asignación para el régimen especial (RPRE), el cual impone una serie de condiciones para la tramitación de los expedientes y su incorporación al régimen de primas previamente establecido. Según este Registro de pre asignación, las instalaciones se deben distribuir de acuerdo con el siguiente ritmo de implantación:

- Fase 1: 880,4 MW, en operación antes de 2012.
- Fase 2: 566,4 MW, que deben estar en operación entre 2011 y 2012.
- Fase 3: 461,2 MW, que deben estar en operación en 2012.
- Fase 4: 481,8 MW, que debe estar en operación en 2013.

La suma de las 4 fases más los 81 MW inscritos en el RIPRE, hacen un total de 2470,8 MW hasta 2013.

3.3.3. Aspectos técnicos

Como se ha comentado en la introducción existen cuatro tipos de centrales solares termoeléctricas:

- Centrales de receptor central de torre
- Centrales cilindro-parabólicas
- Centrales disco-parabólicas
- Centrales con concentradores lineales de Fresnel.

Todas estos tipos de centrales existen comercialmente, sin embargo su distribución es muy desigual. La tecnología mayoritaria es la cilindro parabólica que de los 2471 MW de proyectos con posibilidad de instalarse hasta 2013 supone el 94%, mientras que las de receptor de torres un 2%, las Disco-parabólicas un 3% y las centrales con concentradores lineales Fresnel un 1%. La tabla 3.11 muestra esta desigual distribución de forma cuantitativa en términos de potencia, así como la evolución que ha tenido en los últimos cinco años y la esperada hasta el año 2013.

Potencia total (MW)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre	11			20		17			48
Cilindro-parabólica			50	150	400	700	649	373	2.321
Fresnel				1		30			31
Disco	0		0				1	70	71
Total anual	11		50	171	400	747	650	443	
Total acumulado	11	11	61	232	632	1.379	2.028	2.471	2.471

Tabla 3.11 Evolución de la potencia solar termoeléctrica según el tipo de central.

Fuente: [1]

En la introducción se ha comentado el hecho de que las centrales termoeléctricas pueden tener una cierta gestionabilidad de la producción, al poseer sistemas de almacenamiento. No todas las centrales los poseen, pero la tendencia es hacia una mayor penetración de este tipo de sistemas. Se estima que un 60% de las instalaciones que se construirán hasta 2013 tengan un sistema de este tipo que permitirá aumentar las horas de funcionamiento entre las 4 y las 15 horas, lo que aumentará la rentabilidad a costa un aumento de la inversión. Las tablas 3.12 y 3.13 muestran la distribución porcentual de las instalaciones con y sin almacenamiento para cada uno de los tipos de centrales a lo largo del periodo 2006- 2013.

% con almacenamiento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre						0,69			0,69
Cilindroparabólica			2,02	2,02	6,06	14,14	24,25	10,11	58,60
Fresnel									
Disco									
Total			2,02	2,02	6,06	14,83	24,25	10,11	59,29

Tabla 3.12.- Distribución porcentual de las instalaciones con almacenamiento para cada uno de los tipos de centrales a lo largo del periodo 2006- 2013.

Fuente: [1]

Como puede observarse, la práctica totalidad de las centrales con almacenamiento son las centrales Cilindroparabólicas.

% sin almacenamiento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre	0,45			0,81					1,25
Cilindroparabólica				4,05	10,12	14,16	2,02	4,95	35,29
Fresnel				0,06		1,21			1,27
Disco	0,00		0,00				0,04	2,85	2,89
Total	0,45		0,00	4,91	10,12	15,37	2,06	7,80	40,71

Tabla 3.13.- distribución porcentual de las instalaciones sin almacenamiento para cada uno de los tipos de centrales a lo largo del periodo 2006- 2013.

Fuente: [1]

En cuanto a cómo va a evolucionar la tecnología de aquí al horizonte de 2020, los proyectos y estudios de I+D+i deberán orientarse fundamentalmente a la consecución de dos objetivos fundamentales para el desarrollo de este tipo de tecnología:

- Incremento de la eficiencia y reducción de costes. La investigación ha de centrarse en el desarrollo de nuevos fluidos de trabajo que sustituyan al aceite térmico por agua/vapor, sales fundidas o gases a presión; y en una mejora industrial de componentes que tengan una mayor fiabilidad/durabilidad y conlleven por tanto un menos coste. En cuanto a la mejora de componentes, debe centrarse en espejos, tubos receptores, estructuras metálicas, motores Stirling, heliostatos, nuevas turbinas, receptores de centrales de torre, etc.
- Mejora de la gestionabilidad. Para ello es fundamental el desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico y sistemas de hibridación. Las principales líneas de actuación deben estar dirigidas hacia el empleo de nuevos materiales para el almacenamiento térmico, nuevos procesos que consigan aminorar la baja conductividad térmica de las sales de nitratos, desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico de gran capacidad (>100 MWh) y desarrollo de

sistemas de almacenamiento térmico mediante materiales de cambio de fases (calor latente). Por otro lado, la instalación de sistemas híbridos que permitan asegurar una buena gestionabilidad de la central mediante combustibles no fósiles (biogás, biomasa, etc.) constituirían también un paso adelante importante en este campo, porque permitirían desvincular la gestionabilidad de la central de la disponibilidad de combustibles fósiles.

3.3.4. Potencial

Primeramente decir que el potencial viene determinado por dos factores el nivel de radiación solar directa y la disponibilidad de suelo y servicios auxiliares (agua, gas, redes eléctricas). Estos factores son analizados con una determinada metodología en el Estudio de potencial de energía solar termoelectrica realizado en el PER 2011-2020, cuyos resultados finales se presentan en la tabla 3.14 divididos para cada tipo de tecnología

Tecnología	LEC (€/kWh) punto de máximo gradiente	Potencial accesible TWh (LEC< m. g.)	Total terreno potencial accesible (km ²)	Potencia nominal por planta de referencia (MW)	Terreno ocupado por planta de referencia (km ²)	Número de plantas para cubrir el potencial accesible	Total (GW)
CP(SAT=0)	0,18	6.199	94.134	50	1,41	66.732	3.336
CP(SAT=6)	0,17	4.037	57.827	50	2,26	25.621	1.281
CF	0,15	9.777	154.012	30	0,84	183.375,	5.501
RC(SAT=0)	0,18	8.026	137.005	50	1,47	93.054	4.652
RC(SAT=6)	0,15	2.992	51.824	50	2,78	18.613	930
DP	0,29	4.453	95.521	10	0,32	295.149	2.951

Tabla 3.14-Potencial global accesible de energía solar termoelectrica.
. Fuente: [1]

Donde:

- CP: centrales de canales parabólicos.
- CF: captadores lineales Fresnel.
- RC: centrales de receptor central.
- DP: discos parabólicos tipo SES.
- SAT: sistema de almacenamiento térmico.
- Valor 0 en la denominación: sin almacenamiento.
- Valor 6 en la denominación: con 6 horas de almacenamiento

Por lo tanto el potencial total accesible es de 18651 GW, es decir, el potencial disponible de esta energía es muy grande.

3.3.5. Aspectos económicos

En este apartado, se presentan en primer lugar las tarifas y primas aplicables a las instalaciones de energía solar termoelectrica en diciembre de 2010, pertenecientes según el artículo 2 del Real Decreto 661/2007 al grupo b.1.2. Estos valores están establecidos

en la Orden ITC/3353/2010 de 28 de diciembre, que serán usados como referencia para el cálculo del impacto económico en el capítulo 4, la metodología y las previsiones de la retribución se detallan en el capítulo 4.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.2		primeros 25 años	29,0916	27,4312	37,1483	27,4353
			a partir de entonces	23,2731	21,9449		

*Tabla 3.15.- Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica terrestre.
Fuente: [12]*

Por otro lado, se analizan los costes de generación de la energía solar termoelectrica. El Per 2011-2020, muestra los resultados del Estudio de prospectiva tecnológica elaborado por el IDAE, en el que se detalla la evolución en el periodo 2011-2020 de los costes de inversión, operación y mantenimiento para una central cilindroparabólica por ser este tipo de centrales el más común del panorama nacional (suponen el 94%), diferenciando entre centrales con almacenamiento y sin almacenamiento. En este documento se va a incluir únicamente el resultado final, es decir la evolución esperada de los costes de generación eléctrica con tecnología solar termoelectrica, que serán los valores que se usarán para el cálculo del impacto económico en el capítulo 4. Se muestra todo ello en la tabla 3.16:

	Costes de generación (€/MWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Termoelectrica	265	260	255	238	225	188	170	158	140	133	115

*Tabla 3.16.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 de las centrales solares termoelectricas.
Fuente: [1] y elaboración propia*

Cabe señalar que los resultados obtenidos son los valores medios del rango de variación de los costes de generación que da como resultado el PER 2011-2020. El límite inferior de esos costes corresponde a la tecnología cilindroparabólica hasta el año 2015 y de ahí en adelante a la tecnología de torre, pues se espera que esta tecnología alcance el liderazgo económico en esa fecha. Se considera por tanto que se llevará a cabo un número de proyectos de tecnología de torre suficiente para recorrer la curva de experiencia. Además se asume que la tecnología parabólica aumentará la escala de 50MW a 100MW en 2016 y a 200MW en 2020 y la tecnología de torre de 20MW a 40MW en 2015 y a 50MW en 2018.

3.3.6. Objetivos

Para la consecución de los objetivos globales establecidos en el PER 2011-2020, se establecen unos objetivos de potencia termoelectrica instalada a alcanzar en 2020 de 4800 MW. Hasta el año 2013 se instalará la potencia prevista en el registro de Preasignación tal y como se ha detallado en el apartado 3.3.3 anterior y desde 2014 hasta 2020 deberá mantener un ritmo de crecimiento adecuado para lograr el objetivo previsto. Dicha evolución se detalla en la figura 3.11.

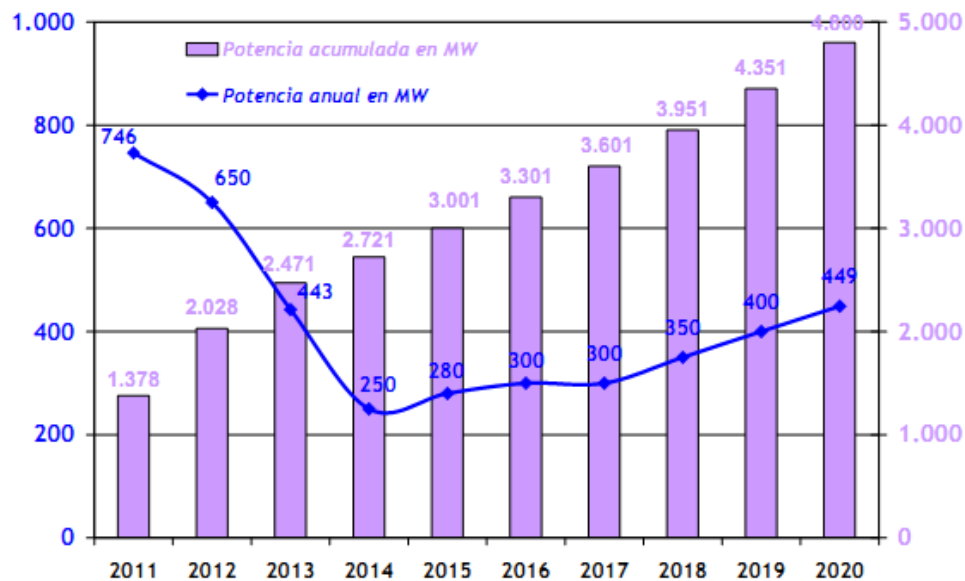


Figura 3.11.- Evolución de la potencia termoeléctrica instalada en el horizonte 2020.

Fuente: [1]

Para la estimación de la energía producida en un año se realiza el producto de la potencia instalada por las horas medias de funcionamiento previstas en dicho año, estableciendo a partir del segundo año de la Puesta en Marcha unas pérdidas del 0,4% anual.

Con estas hipótesis, en 2020 se alcanzarán los 14379 GWh de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España de energía solar termoeléctrica.

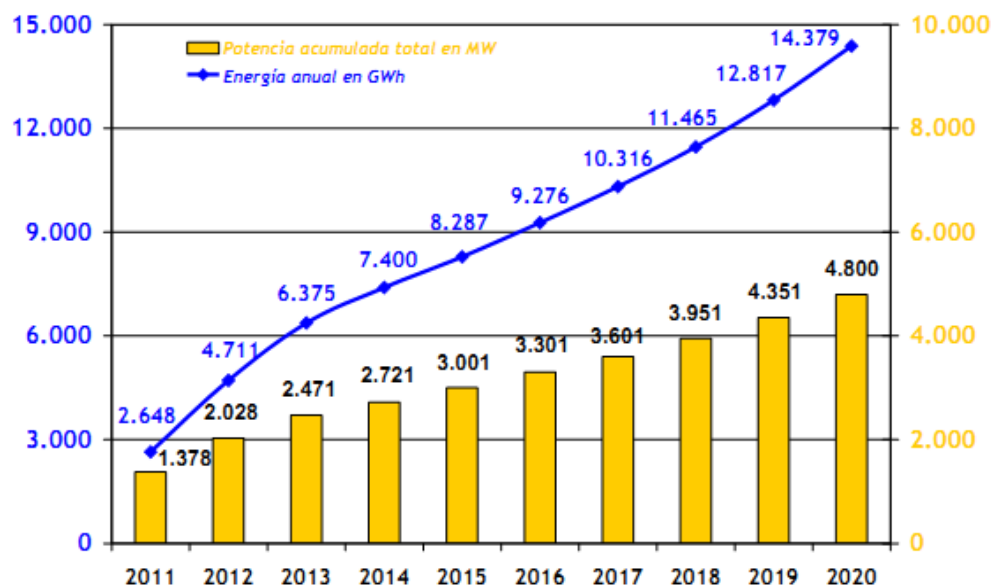


Figura 3.12.- Evolución de la generación de electricidad con energía fotovoltaica en el horizonte 2020.

Fuente: [1]

3.4. Biogás

3.4.1. Introducción

El biogás es el gas que se obtiene como resultado del proceso de biodegradación de material orgánico en condiciones anaeróbicas por unas bacterias, a este proceso se le denomina biometanización. Se produce en unos dispositivos llamados digestores anaeróbicos y su composición depende de la materia orgánica degradada, pero consta fundamentalmente de metano y dióxido de carbono, véase la tabla 3.17:

Gas	%
Metano CH ₄	55 - 70
Dióxido de Carbono CO ₂	35 - 40
Hidrógeno H ₂	1 - 3
Nitrógeno N ₂	0.5 - 3
Sulfuro de hidrógeno	0.1
Vapor de agua	Trazas

Tabla 3.17.- Composición del biogás. Fuente: [17]
Fuente: [17]

La materia orgánica a degradar para obtener el biogás son principalmente deyecciones ganaderas, otros residuos agroindustriales, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) los lodos de EDAR (estación depuradora de aguas residuales) y cultivos energéticos.

En cuanto a los usos del biogás, es utilizado para la generación de electricidad (que es el tema que será tratado en este documento) y la generación de calor mediante motores de combustión interna y para la inyección a la red del biometano que es un biogás depurado de una calidad similar al gas natural, que es la aplicación que más eficiencia y potencial presenta. Aparte de poder ser usado para esos fines, se consigue reducir malos olores y facilitar la gestión de los residuos tratados.

3.4.2. Descripción de la situación actual

Según datos de la Agencia internacional de electricidad (AIE) de 2007 la potencia instalada de centrales de producción de electricidad que utilizan el biogás como combustible era de 5742 MW y según se puede observar en la figura 3.13 ha experimentado un crecimiento sostenido desde el año 2003.

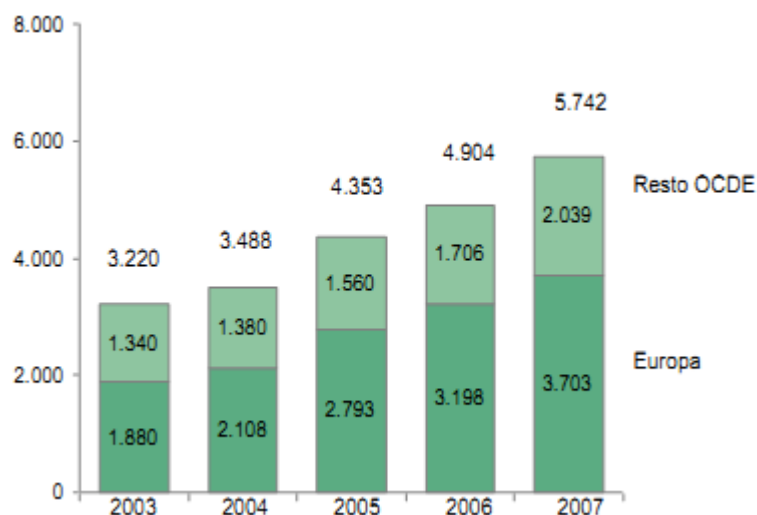


Figura 3.13.- Evolución de la potencia instalada de centrales de biogás en países de la OCDE (datos en MW).
Fuente: [18]

Como se puede observar la potencia instalada está mayoritariamente ubicada en Europa, suponiendo en el 2007 un 65% del total mundial. Dentro de la Unión Europea los países que tienen mayor potencia instalada son Alemania y el Reino Unido, sumando entre los dos países más de 2500 MW.

En cuanto a la generación de electricidad con biogás, Alemania y Reino Unido son también los mayores productores, alcanzando en torno a un 70% de la producción total de la Unión Europea en los años 2008 y 2009. Los principales productores se muestran en la figura 3.18:

	2008			2009*		
	Inst eléctricas	Inst cogeneración	Electricidad total	Inst eléctricas	Inst cogeneración	Electricidad total
Alemania	8.837,0	1.142,0	9.979,0	11.325,0	1.237,0	12.562,0
Reino Unido	4.844,9	460,0	5.304,9	5.064,7	526,8	5.591,5
Italia	1.290,8	308,7	1.599,5	1.347,1	365,5	1.739,6
Holanda	83,0	651,0	734,0	82,0	833,0	915,0
Francia	605,6	94,7	700,3	671,4	175,0	846,4
Austria	557,0	45,0	602,0	602,0	36,0	638,0
España	540,0	44,0	584,0	479,0	48,0	527,0
Bélgica	174,2	159,1	333,3	175,2	286,7	461,8

Tabla 3.18- Principales productores de electricidad con biogás en la Unión Europea (datos en GWh)
Fuente: [19]

En España, la potencia instalada a finales de 2010 alcanzaba los 177 MW y se generaron 745 GWh de electricidad.

La mayor parte de esa potencia instalada, en torno al 65% corresponde a biogás de vertedero que es la tecnología que está más desarrollada, a pesar de que en los últimos años y tras la aprobación del Real Decreto 661/2007 que recoge la retribución de las instalaciones de biogás, se introdujo un sistema de tarifas para intentar paliar esa desigualdad entre aplicaciones, que mejoraba las condiciones de las centrales de

producción de biogás que usan como combustible deyecciones ganaderas y residuos agroindustriales.

3.4.3. Aspectos técnicos

La producción de electricidad utilizando biogás como combustible consta de una serie de procesos que comienza con el pre-tratamiento de la materia orgánica que es necesario para según qué aplicaciones, continua con la propia obtención del biogás a partir de los sustratos orgánicos, para posteriormente ser aprovechado bien para generación de electricidad o para otros fines, al igual que se aprovechan los digestatos o residuos de la digestión anaerobia. En este apartado se van a exponer brevemente las principales técnicas y tecnologías utilizadas en cada uno de estos procesos así como

- **Técnicas de pre-tratamiento:**

Para su utilización en determinadas aplicaciones algunos sustratos necesitan un acondicionamiento previo. Las más utilizadas son Trituración, Pasteurización (mantener al sustrato a una temperatura mínima de 70° durante al menos una hora), Esterilización (tratamiento a alta temperatura y presión) y Ensilado (tratamiento de conservación para cultivos energéticos).

- **Técnicas de obtención del biogás por digestión anaerobia:**

Existen dos tipos de digestores, el digestor de mezcla completa y los reactores de flujo de presión. El primero es el más utilizado pues es el más simple, presenta gran versatilidad, un buen funcionamiento y tiene costes reducidos, por el contrario tiene mayores problemas de mantenimiento. El reactor de flujo de presión tiene como ventajas un menor volumen, menores pérdidas de calor y menor riesgo a la formación de costra en las paredes del digestor con los problemas de mantenimiento que ello conlleva, el mayor inconveniente es la mayor inversión a realizar.

El proceso de digestión se puede realizar a dos temperaturas; proceso Mesofílico (35-40°), que es el más utilizado y permite que los procesos sean más estables y el proceso Termofílico (55-60°) que permite una mayor producción de biogás.

Por último decir que el proceso de digestión consta de cuatro fases y que estas se pueden llevar a cabo en una sola etapa, lo que simplifica el manejo y construcción del digestor, o en dos etapas, proceso más complejo pero que conlleva a unos resultados más óptimos.

- **Tecnologías de aprovechamiento energético del biogás:**

La principal aplicación del biogás es para obtención de electricidad y calor, lo cual se consigue con motores de combustión, que tienen el inconveniente de tener un rendimiento más bien moderado, alrededor del 35%, y presentan dificultad para aprovechar el calor que generan.

Otra aplicación es la inyección en la red, que consiste en la obtención del llamado biometano, que es biogás purificado con una calidad similar al gas natural para posteriormente introducirlo en la red de gas natural. Es la aplicación que presenta una mayor eficiencia y potencial.

- **Técnicas de aprovechamiento de los digestatos:**

Los digestatos son los subproductos resultantes del proceso de digestión anaerobia y que pueden ser aprovechados como fertilizantes orgánicos

En cuanto a la evolución futura de las instalaciones de biogás, decir que las tecnologías de digestión anaerobia se consideran tecnologías maduras, por lo que no se espera un cambio significativo de aquí al año 2020. El área que podría tener un mayor desarrollo es la inyección de biometano en las redes de gas, así como alguna otra opción de aprovechamiento del biogás que se encuentra en proceso de I+D+i como son el uso de pilas de combustible. También existe margen de desarrollo para el pre-tratamiento de los sustratos antes de su entrada al digestor.

3.4.4. Potencial

En este apartado se presentan los resultados sobre el potencial del biogás obtenidos de los estudios sobre el biogás realizados por el IDAE apoyado por otras fuentes como el proyecto PROBIOGAS. Se presentan estos resultados divididos para cada uno de los tipos de biogás y en términos de energía (ktep) en la tabla 3.19:

	Potencial total (ktep)	Potencial accesible (ktep)	Potencial disponible (ktep)
Biogás agroindustrial	3.467,5	1.887,4	1.425,1
Biogás de FORSU	778,1	311,2	124,5
Biogás de lodos EDAR	164,4	123,3	123,3
Biogás de vertedero	957,9	208,8	145,6
Total	4.589,8	2.321,9	1.818,5

Tabla 3.19. Potenciales de biogás para cada uno de los tipos.

Fuente: [20]

Donde [1]:

- Potencial total: toda la energía existente de un tipo concreto de fuente renovable.
- Potencial accesible: toda la energía que es posible aprovechar técnicamente de un tipo concreto de fuente renovable.
- Potencial disponible: toda la energía que es posible aprovechar técnicamente de un tipo concreto de fuente renovable teniendo en cuenta consideraciones económicas, sociales y de mercado.

Este potencial traducido a términos de generación de electricidad se corresponde con unos 1200 MWh

3.4.5. Aspectos económicos

En este apartado, se presentan en primer lugar las tarifas y primas aplicables a las centrales de generación de electricidad que utilicen como combustible biogás en diciembre de 2010. El artículo 2 del Real Decreto 661/2007 las agrupa en el grupo b.7, diferenciándose entre biogás procedente de vertederos (subgrupo b.7.1) y biogás procedente de digestores anaerobios (subgrupo b.7.2), que a su vez distingue entre instalaciones de menos de 500 Kw e instalaciones de más de 500 Kw. Estos valores

están establecidos en la Orden ITC/3353/2010 de 28 de diciembre, que serán usados como referencia para el cálculo del impacto económico en el capítulo 4, la metodología y las previsiones de la retribución se detallan en el capítulo 4.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.7	b.7.1		primeros 15 años	8,6311	4,5652	9,6766	8,0350
			a partir de entonces	7,0306			
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	14,1141	11,0355	16,5559	13,3376
			a partir de entonces	7,0306			
		500 kW < P	primeros 15 años	10,4541	6,7241	11,9121	10,3137
			a partir de entonces	7,0306			

Tabla 3.20.- Tarifas, primas y límites para las centrales de producción de electricidad con biogás.

Fuente: [12]

Por otro lado, se analizan los costes de generación de electricidad de centrales que usen el biogás como combustible. Debido a que la biometanización es una tecnología madura, se prevé tan sólo una ligera disminución de los costes de generación a lo largo del periodo de estudio. El Per 2011-2020, muestra la evolución prevista de estos costes en función de distintas productividades medias (volumen de biogás producido por cada metro cúbico de sustrato utilizado) de biogás, véase la figura 3.14.

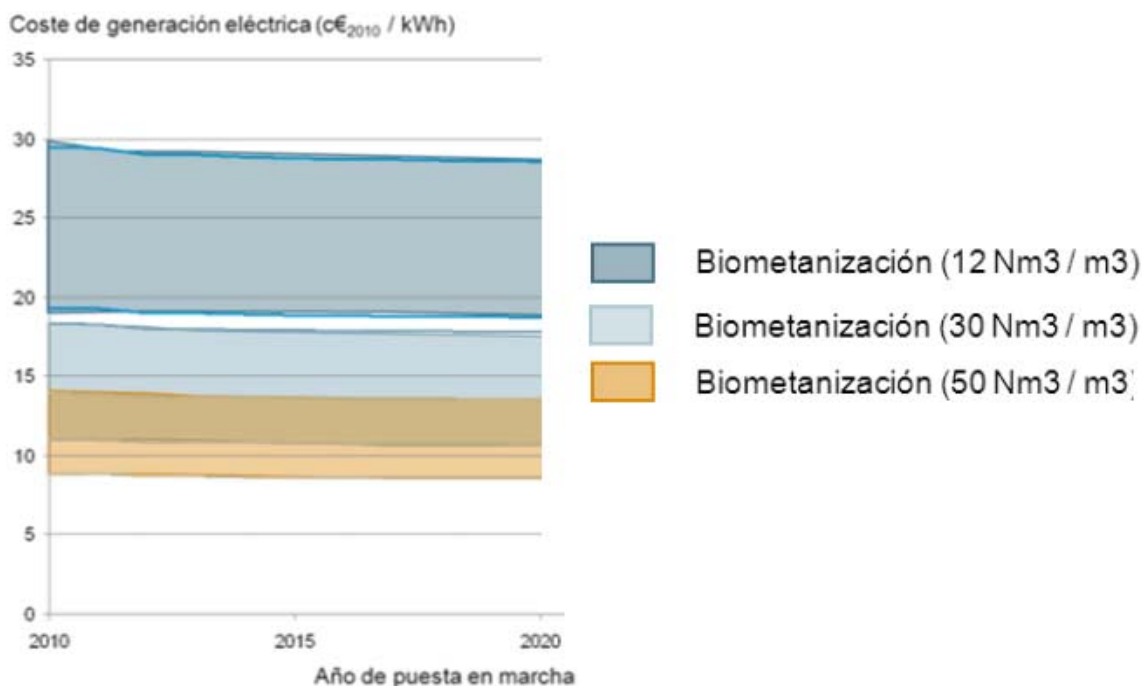


Figura 3.14.-Costes de generación eléctrica con biogás.

Fuente: [13]

Donde:

- Biometanización (12 Nm3/m3): el límite superior en plantas de aproximadamente 100 Kw de potencia eléctrica y el límite inferior para plantas de aproximadamente 500 Kw de potencia eléctrica.

- Biometanización (30 Nm³/m³): el límite superior en plantas de aproximadamente 250 Kw de potencia eléctrica y el límite inferior para plantas de aproximadamente 1,3 MW de potencia eléctrica.
- Biometanización (50 Nm³/m³): el límite superior en plantas con capacidad de aproximadamente 500 Kw de potencia eléctrica y el límite inferior para plantas de 2 MW de potencia eléctrica.

Como se puede observar existe una gran dispersión de costes, debido a la variedad de residuos tratados y de capacidad de las plantas. Para asignar el coste más idóneo de todo el rango, se ha analizado el “Inventario de biomasa, biogás y pellets” del APPA (Asociación de productores de energías renovables) del año 2011 [37], y la información que se ha extraído es que la mayor parte de las instalaciones es de potencia superior a 1,3MW, por lo que los valores que se van a tomar como referencia para cada uno de los rangos de productividad serán cercanos al límite inferior, es decir a los costes más bajos de cada rango. A su vez, se va a asignar un peso para cada uno de los rangos de productividad con el objetivo de sacar una previsión común de costes de generación para generación de electricidad con biogás que será la que se utilizará en el capítulo 4 para estimar el impacto económico. Véase la tabla 3.21:

	Costes de generación tecnologías biogás(€/MWh)											
Tecnología /año	Peso %	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biogás		112	112	111	110	110	109	109	108	108	108	107
Biometanización(12Nm3/m3)	15	185	184	184	183	183	182	182	181	181	180	180
Biometanización(30Nm3/m3)	30	115	115	114	113	113	112	112	111	111	111	110
Biometanización(50Nm3/m3)	55	90	90	89	89	88	88	87	87	86	86	85

*Tabla 3.21.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 para cada una de las productividades de biogás.
Fuente: [1] y elaboración propia*

Destacar por tanto, que los datos aquí expuestos, son una estimación en base a los documentos consultados, tanto en los pesos asignados a cada uno de los rangos de productividad como en la elección de la evolución de los costes de generación dentro de los rangos posibles que se dan el PER 2011-2020. Por tanto es posible que esta estimación varíe en los próximos años y no se ajuste con los costes reales que se produzcan para el conjunto de las instalaciones de biogás, pues para obtener un resultado más fiable habría que realizar un estudio pormenorizado para cada tipo de central, lo cual se escapa del alcance de este proyecto.

3.4.6. Objetivos

En este apartado se presentan los objetivos que el PER 2011-2020 estima que se cumplirán en el año 2020 para las centrales de producción de electricidad que usan biogás como combustible, tanto en términos de potencia instalada como de generación de electricidad. Se muestran estos objetivos divididos para cada tipo de sustrato del que se obtiene el biogás en la tabla 3.22:

	Potencia instalada acumulada a 2020 (MW)	Generación eléctrica en 2020 (GWh/año)
Biogás deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales	400	1.728
Biogás vertedero		450
Biogás digestor residuos domésticos		242
Biogás lodos EDAR		180
Total	400	2.600

Tabla 3.22.- Estimación de los objetivos para generación de electricidad a partir de biogás
Fuente: [1]

La evolución anual para conseguir el objetivo de alcanzar los 400 MW de potencia instalada y los 2600 GWh, se muestra en la figura 3.15:

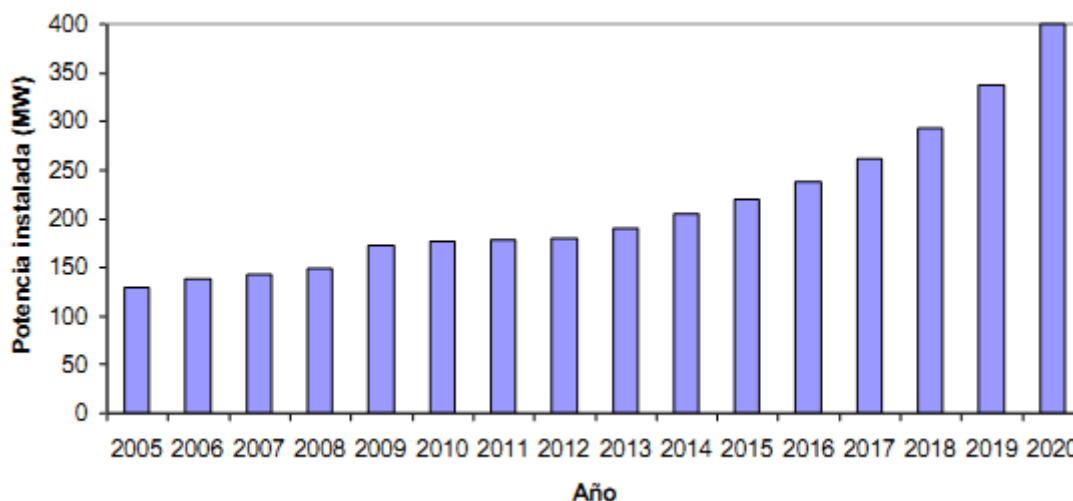


Figura 3.15.-Evolución de la potencia instalada de centrales de producción de electricidad con biogás.
Fuente: [1]

3.5. Biomasa

3.5.1. Introducción

La biomasa queda definida en el Real Decreto 661/2007 como la fracción biodegradable de los productos, subproductos y residuos procedentes de la agricultura, de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

Una primera clasificación de la biomasa se puede establecer en función del uso que se le dé a los productos obtenidos a partir de ella, existen dos tipos:

- biomasa para usos térmicos: engloba aplicaciones dedicadas al suministro de calor para calefacción, producción de ACS (agua caliente sanitaria) y para procesos industriales
- biomasa para usos eléctricos: incluye aplicaciones para la generación de energía eléctrica, tanto de forma exclusiva como mediante sistemas de cogeneración o sistemas de co-combustión. En este documento se analizar exclusivamente la biomasa para usos eléctricos por ser el objeto del presente proyecto.

Se clasifica también a la biomasa en función de su procedencia

- Procedente de cultivos energéticos: biomasa de origen agrícola o forestal, destinada específicamente a la producción para uso energético.
- Procedente de los residuos de actividades agrícolas y de jardinería así como del tratamiento y aprovechamientos de masas forestales.
- Procedente de instalaciones industriales de los sectores agrícola y forestal.

3.5.2. Descripción de la situación actual

La biomasa representa en la actualidad el 10% de la energía consumida en todo el mundo. A pesar de ello su distribución es desigual, siendo la mayor parte del consumo en países subdesarrollados o en vías de desarrollo, llegando en algunos países a alcanzar una cobertura del 90% del consumo energético. Además, su uso es muy diferente dependiendo el tipo de país, siendo usado de modo ineficiente y masivo en los países menos desarrollados, provocando un fuerte impacto ambiental. El reto para los próximos años en estos países es conseguir un uso más eficiente y ecológico. Mientras que en los países desarrollados se espera que aumente su uso, debido al impulso de los gobiernos para conseguir tecnologías limpias y eficientes. En cuanto al uso que se le da a la biomasa, es mayoritariamente térmico, suponiendo la generación de electricidad con biomasa tan sólo un 7% del total.

En cuanto a la situación en Europa, la biomasa genera el 54 % de la energía primaria de origen renovable, lo que solo supone un 4 % de la energía total generada. Aproximadamente, el 83% de esta energía se usa con fines térmicos, y el 17% restante se destina a la producción de electricidad. Los países con mayor consumo de biomasa son Francia y los países Escandinavos.

En España, actualmente la biomasa supone el 31% de la producción de energía primaria con energías renovables, lo que supone un 3,51% del consumo total de energía primaria. Al igual que a escala mundial, el mayor uso de la biomasa es para fines térmicos, existen pocas plantas para la generación de electricidad, siendo la aportación de la biomasa al mix eléctrico del 1,4% en el año 2010. La potencia eléctrica instalada en el año 2010 alcanzaba los 533 MW, muy lejos del objetivo marcado en el PER 2005-2010 que establecía los 1039 MW.

Las principales causas que han provocado el lento desarrollo de la generación de electricidad con biomasa se deben a dificultades intrínsecas de la biomasa, como son la complejidad en el acopio de su combustible y la heterogeneidad existente tanto en tipos de materias primas como en tecnologías y la competencia de usos finales de algunas biomásas. A pesar de estas dificultades, la biomasa presenta una serie de ventajas que

hacen que su desarrollo sea atractivo. Por un lado permite el desarrollo rural, mediante la generación de empleos en áreas como los cultivos energéticos que puede permitir frenar el proceso de despoblación de diversas zonas rurales. Además la reforestación de bosques con este tipo de cultivos permite frenar la erosión y degradación del suelo provocada tras un incendio forestal. Por otro lado, la recogida y tratamiento de residuos y la gestión de podas y limpiezas de bosques, favorece la prevención de incendios. Otro gran beneficio es el balance neutro de emisiones de CO₂, ya que cierra el ciclo de carbono que comenzaron las plantas al absorberlo durante su crecimiento.

3.5.3. Aspectos técnicos

Como se ha comentado anteriormente, una de las características de la biomasa es la heterogeneidad en los recursos aprovechables, que por ende se extiende a la existencia de diversos tipos de tecnologías para la generación de electricidad a partir de la biomasa. En este apartado se van a comentar cuatro de los procesos más extendidos o con un potencial de desarrollo mayor.

- **Ciclo de Rankine:**

Son las centrales más extendidas. El procedimiento es similar al de las centrales térmicas de combustibles convencionales, la combustión de la biomasa genera un vapor de agua que se expande en las turbinas y arrastra el alternador generando electricidad, posteriormente se condensa el vapor y el agua vuelve a la caldera completándose el ciclo térmico.

Son centrales de bajo rendimiento, con valores que oscilan entre el 20 y 30 % en función del tamaño de la central. La potencia de instalación de estas centrales suele estar entre los 5 y los 30 MW, aunque existen centrales de menos potencia con rendimientos aún más bajos.

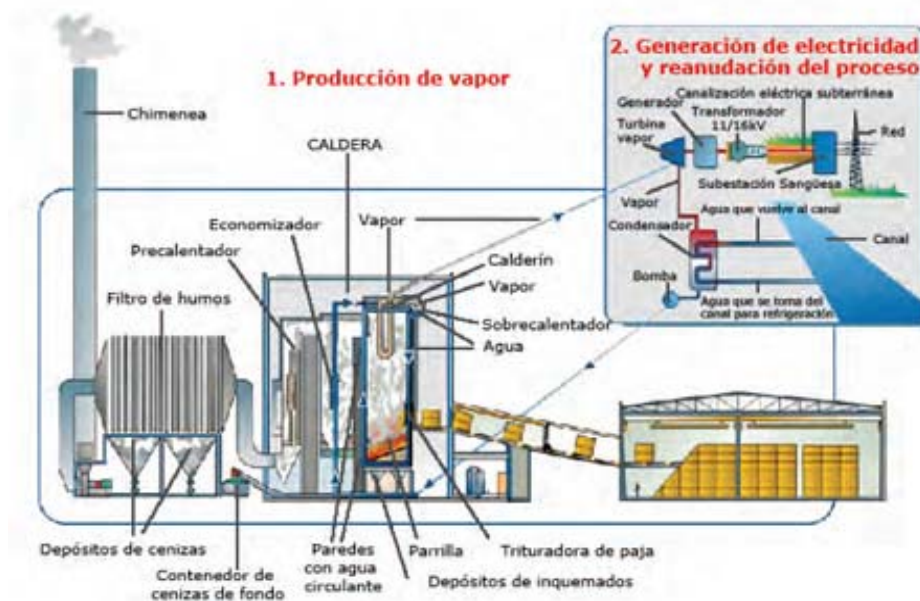


Figura 3.16.-Esquema de funcionamiento de una central de ciclo de Rankine para generación de electricidad con biomasa.

Fuente: [21]

- **Cogeneración**

Se trata de centrales, mayoritariamente de ciclo de Rankine que producen electricidad y que aprovechan parte del calor residual para otros usos, como pueden ser calefacción de viviendas y diversas aplicaciones industriales o bien para producir más electricidad. De esta manera se consigue aumentar el rendimiento, pudiendo llegar a valores cercanos al 70%. Como problema aparece la difícil gestión del calor residual debido a que pueden existir diferentes usuarios con usos muy diversos.

- **Co- Combustión**

Esta tecnología consiste en utilizar la biomasa como parte del combustible quemado en centrales de carbón de producción de electricidad, de forma que sería tan sólo una parte adicional del combustible. De esta forma se evita la inversión en nuevas plantas y a su vez al ser centrales de mayor potencia instalada el rendimiento obtenido es mayor, entre el 35 y el 40%. También se consigue eliminar el problema de la estacionalidad de determinadas biomasa.

- **Gasificación y ciclo combinado**

Consiste en un proceso de combustión incompleta de la biomasa, donde se obtiene un gas combustible, que se quema en una turbina de gas para producir electricidad.

En el proceso se consigue un gas combustible relativamente libre de impurezas, por lo que causa menores problemas medioambientales. A pesar de ello, y de que se ha demostrado la viabilidad de este tipo de centrales, no se consiguen ventajas significativas con respecto a otro tipo de tecnologías.

3.5.4. Potencial

En este apartado se presentan los resultados sobre el potencial de la biomasa, obtenidos del estudio realizado para tal fin en el PER 2011-2020. Se presentan para diversos tipos de biomasa, en términos de cantidad acumulada (t/año) y de energía (tep/año) en la tabla 3.23:

Biomasa potencial disponible y Coste medio de las operaciones de obtención de biomasa			
Procedencia		Biomasa (t/año)	Biomasa (tep/año)
Masas forestales existentes	Restos de aprovechamientos madereros	2.984.243	636.273
	Aprovechamiento del árbol completo	15.731.116	3.414.158
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	6.392.631
	Leñosos	16.118.220	
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola		17.737.868	3.593.148
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno agrícola		6.598.861	1.468.173
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno forestal		15.072.320	1.782.467
Total biomasa potencial en España		88.677.193	17.286.851

Tabla 3.23.-Potenciales de biomasa para cada uno de los tipos.

Fuente: [1]

Este potencial traducido a términos de generación de electricidad se corresponde con unos 8000 MWh [1].

3.5.5. Aspectos económicos

En este apartado, se presentan en primer lugar las tarifas y primas aplicables a las centrales de generación de electricidad que utilicen como combustible biomasa, en diciembre de 2010. El artículo 2 del Real Decreto 661/2007 las agrupa en los grupos b.6 y b.8, subdividiéndolos a su vez en los siguientes subgrupos:

- Subgrupo b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.
- Subgrupo b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.
- Subgrupo b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.
- Subgrupo b.8.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.
- Subgrupo b.8.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.

Estos valores están establecidos en la Orden ITC/3353/2010 de 28 de diciembre, que serán usados como referencia para el cálculo del impacto económico en el capítulo 4, la metodología y las previsiones de la retribución se detallan en el capítulo 4.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.6	b.6.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	17,1596	12,9361	17,9599	16,6423
			a partir de entonces	12,7362			
		2 MW < P	primeros 15 años	15,8313	11,3885	16,2967	15,4111
			a partir de entonces	13,3344			
	b.6.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
		2 MW < P	primeros 15 años	11,6140	7,1712	12,0849	11,2090
			a partir de entonces	8,7111			
	b.6.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
		2 MW < P	primeros 15 años	12,7754	8,3333	13,2404	12,3548
			a partir de entonces	8,7111			
b.8	b.8.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
		2 MW < P	primeros 15 años	11,6140	7,1712	12,0849	11,2090
			a partir de entonces	8,7111			
	b.8.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	10,0221	5,7997	10,8213	9,4929
			a partir de entonces	7,0306			
		2 MW < P	primeros 15 años	7,0284	2,5856	7,4950	6,6094
			a partir de entonces	7,0284			

Tabla 3.24.- Tarifas, primas y límites para las instalaciones de energía eólica terrestre.
Fuente: [12]

Por otro lado, se analizan los costes de generación de electricidad de centrales que usen la biomasa como combustible. Un estudio de Boston Consulting Group que recoge el PER 2011-2020, muestra la evolución de estos costes de generación diferenciando entre

tipos de biomasa utilizada y potencia de la central. Cabe destacar que en el PER 2011-2020 se incluyen dos resultados, uno suponiendo 6000 horas de funcionamiento de las centrales y otro menos conservador suponiendo 7500 horas, en el presente documento se ha elegido la hipótesis de las 7500 horas tras analizar varios documentos como el “Inventario de plantas de biomasa, biogás y pellets” realizado por la APPA (Asociación de productores de energías renovables)[37] y comprobar que es mayoritario el número de instalaciones con un número de horas de funcionamiento más cercano a 7500 horas que a 6000, aparte de considerar que el desarrollo tecnológico a lo largo del periodo 2011-2020 llevará a un aumento del número de horas. En la figura 3.17 se aprecia la evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020.

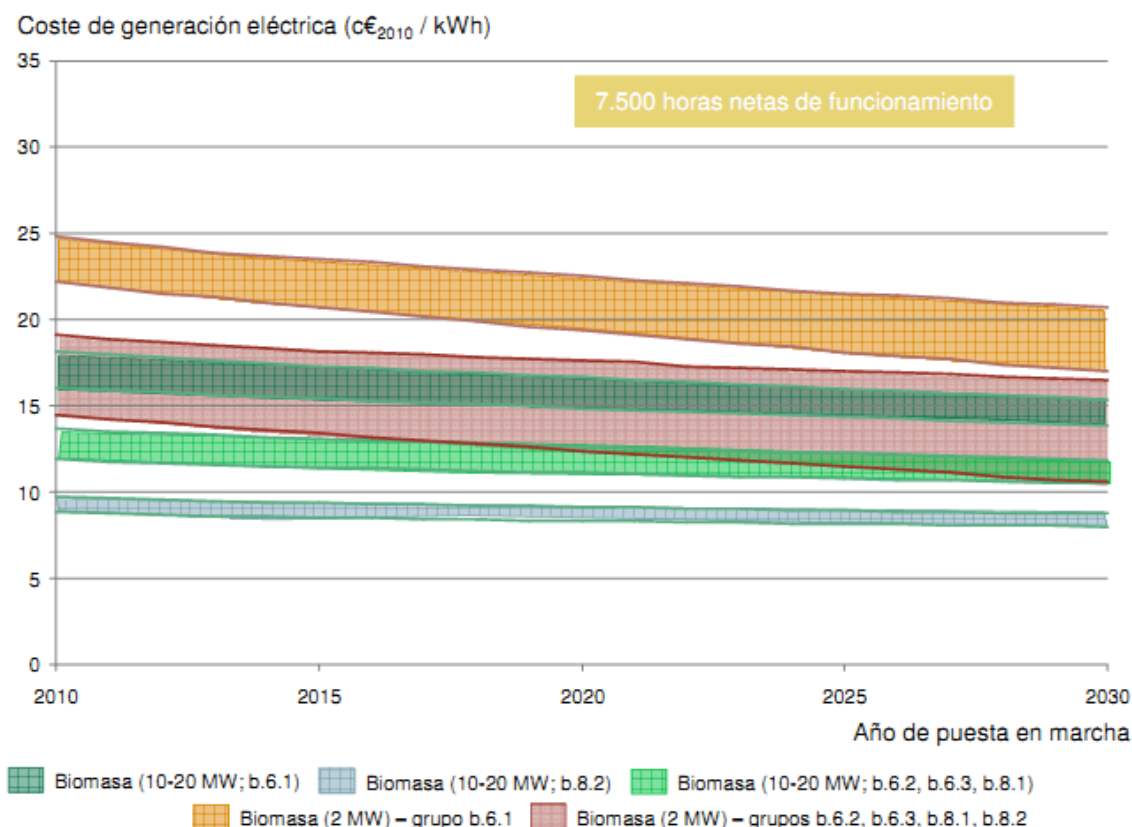


Figura 3.17.-Costes de generación eléctrica con biomasa para cada uno de los tipos de biomasa y para distintos rangos de potencia.

Fuente: [13]

Como se puede observar existe una gran dispersión de costes, debido a la variedad de biomazas y de capacidad de las plantas. Para asignar el coste más idóneo dentro del intervalo que ofrece cada uno de los tipos de biomasa que se muestran en la figura 3.17, se ha analizado el “Inventario de biomasa, biogás y pellets” del APPA (Asociación de productores de energías renovables) del año 2011, y la información que se ha extraído es que la media de potencia de las instalaciones está más cercana a los 20 MW que a los 10 MW, por lo tanto, como estimación, se tomarán unos valores de costes de generación cercanos al límite inferior, es decir a los costes más bajos de cada rango. En cuanto a las instalaciones de 2 MW, el límite superior se corresponde a centrales con ciclo de vapor y el límite inferior a centrales de gasificación, al no tener datos de la cantidad de una y otra tecnología, se tomarán valores intermedios dentro del intervalo de costes que se muestran.

A su vez, se va a asignar un peso para cada uno de los tipos de biomasa con el objetivo de sacar una previsión común de costes de generación para generación de electricidad con biomasa que será la que se utilizará en el capítulo 4 para estimar el impacto económico. Véase la tabla 3.25:

Tecnología /año	Peso %	Costes de generación tecnologías biomasa (€/MWh)										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa		116	116	115	114	113	111	110	110	109	108	106
10/20MW. Grupo b.6.1	15,5	140	140	139	139	138	138	137	137	136	136	135
10/20MW. Grupo b.6.2, b.6.3,b.8.1	67,3	115	115	114	113	112	110	109	109	108	107	105
10/20MW. Grupo b.8.2	15	85	84	83	82	81	80	79	78	77	76	75
2MW. Grupo b.6.1	0,7	230	229	228	227	226	225	224	223	222	221	220
2MW. Grupo b.6.2,b.6.3,b.8.1,b.8.2	1,5	170	167	163	160	158	155	153	150	148	146	140

Tabla 3.25.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 para cada una de los tipos de biomasa.

Fuente: [1] y elaboración propia.

Destacar por tanto, que los datos aquí expuestos, son una estimación en base a los documentos consultados, tanto en los pesos asignados a cada uno de los rangos de productividad como en la elección de la evolución de los costes de generación dentro de los rangos posibles que se dan el PER 2011-2020. Por tanto es posible que esta estimación varíe en los próximos años y no se ajuste con los costes reales que se produzcan para el conjunto de las instalaciones de biomasa, pues para obtener un resultado más fiable habría que realizar un estudio pormenorizado para cada tipo de central, lo cual se escapa del alcance de este proyecto.

3.5.6. Objetivos

El PER 2011-2020, establece los objetivos de potencia instalada y de electricidad generada mediante centrales de biomasa en el horizonte de 2020, diferenciando entre centrales de generación y centrales de cogeneración.

El objetivo final es alcanzar una potencia instalada para la biomasa eléctrica en el 2020 de 1350 MW lo que supone un aumento a lo largo del periodo de 817 MW, y que producirán 8100 GWh de electricidad, lo que significa un incremento en la generación a lo largo del periodo de 5280 GWh.

Potencia	Incremento de potencia 2011-2020 (MW)	Potencia total 2020 (MW)
Cogeneración	299	541
Generación pura	518	809
Total	817	1.350

Energía final bruta	Incremento de energía 2011-2020 (MWh)	Energía total 2020(MWh)
Cogeneración	1.965.546	3.247.699
Generación pura	3.314.351	4.852.301
Total	5.279.897	8.100.000

Tabla 3.26.- Objetivos de la biomasa eléctrica en el periodo 2010-2020.

Fuente: [1] y elaboración propia.

3.6. Energía Hidráulica

3.6.1. Introducción

Las centrales hidráulicas obtienen energía eléctrica mediante la transformación de la energía potencial del agua del curso de un río, en energía mecánica en el eje de una turbina hidráulica que a su vez acciona un generador eléctrico.

Las centrales hidráulicas se pueden dividir básicamente en tres tipos:

- Central de agua fluyente: Consiste en un desviar parte del agua de un río por medio de un sistema de azudes, canales y tuberías que lo dirigen hasta el edificio de la central donde el agua es turbinada y donde se encuentra el generador, para posteriormente ser devuelta al río en una zona aguas abajo. Estas centrales no disponen de capacidad de regulación, siendo la potencia de la central dependiente del caudal del río, el cual es variable según la estación del año. Se suelen utilizar en ríos caudalosos y de salto pequeño.
- Central de embalse: Se construye una presa, creándose un embalse que almacena el agua de un río. Esta agua se deja pasar por unos conductos hasta la central donde es turbinada y se genera electricidad en el generador. Este tipo de centrales puede regular el agua que va a ser turbinada, lo cual se emplea para producir electricidad durante las horas punta de consumo. Se suelen usar cuando el salto y el caudal son grandes.
- Centrales de bombeo: Son un tipo de central de embalse en la que el agua que se turbin para producir electricidad ha sido previamente bombeada desde un embalse situado a menor altura a otro situado a mayor. Este tipo de centrales aportan flexibilidad de operación, permitiendo bombear en las horas valle de consumo, cuando el precio de la energía es menor, y turbinar el agua en las horas de consumo punta, constituyendo así un medio de almacenamiento de electricidad.

Tal y como se recoge en la Directiva 2009/28/CE de la Unión Europea, toda la energía hidráulica es renovable debido al ciclo del agua. A pesar de ello, es importante resaltar, que en España sólo reciben ayudas a la producción, es decir se incluyen en el Régimen Especial, regulado por el Real Decreto 661/2007, las centrales que tienen una potencia instalada inferior a los 50 MW. Por tanto la llamada gran hidráulica (potencia instalada superior a los 50 MW), no se incluye en el régimen especial, lo cual es debido a que es rentable por sí misma, así como al gran impacto ambiental que tiene sobre la zona donde se construyen los embalses. Este estudio se centrará especialmente en las centrales de menos de 50 MW.

3.6.2. Descripción de la situación actual

La energía hidroeléctrica cubre el 20% de la producción mundial de electricidad, siendo la energía renovable más usada. No obstante su distribución es desigual, mientras que en los países en desarrollo supone hasta un 33% del total de generación de electricidad y aún queda mucho potencial hidrológico por explotar, en los países desarrollados los recursos más importantes están ya. El mayor productor a nivel mundial es China, seguido de Canadá, Estados Unidos y Brasil. En Europa Rusia y Noruega ocupan los primeros puestos en cuanto a producción hidroeléctrica se refiere.

En cuanto a la situación en España, la energía hidráulica es una tecnología madura y consolidada con un gran número de aprovechamientos hidroeléctricos en funcionamiento desde hace varias décadas. En total a finales de 2010, la potencia instalada alcanzaba los 18617 MW (sumando la potencia de bombeo), y se generaron 34614 GWh (en valores normalizados según se recoge en la Directiva 2009/28/CE, para no tener en cuenta la variabilidad climática de este tipo de tecnologías). Cantidad que supuso un 14,5% del total de generación de electricidad. No obstante cabe señalar que los objetivos del anterior PER 2005-2010 no se han cumplido, pues estimaron un incremento de potencia instalada de centrales de menos de 50 MW de 810 MW, habiéndose instalado 393 MW.

Como se ha comentado anteriormente, el Régimen especial regulado en el Real Decreto 661/2007, sólo incluye a las centrales de menos de 50 MW. A su vez, en el artículo 2 de este Real Decreto establece dos grupos de potencia:

- Grupo b.4: centrales hidráulicas de menos de 10MW
- Grupo b.5: centrales hidráulicas cuya potencia está comprendida entre los 10 y los 50 MW

A las centrales del grupo b.4 se las conoce como centrales Minihidráulicas. Este tipo de centrales no precisa de grandes embalses, por lo que tienen un escaso impacto ambiental y a su vez permiten la explotación de cauces con pequeños saltos y bajos caudales, contribuyendo de esa forma a una generación distribuida de electricidad.

Las ventajas anteriores, unidas a la ausencia de aprovechamientos adecuados para la gran hidráulica así como la gran inversión e impacto ambiental que supone la instalación de este tipo de centrales, ha hecho que los esfuerzos actuales de desarrollo de energía hidroeléctrica a la instalación de centrales de menos de 50 MW.

3.6.3. Aspectos técnicos

En el apartado anterior se han presentado los elementos fundamentales de las centrales eléctricas de diversos tipos, que principalmente son la presa, los aliviaderos, las tomas de agua, canales de derivación, tuberías de presión, chimeneas de equilibrio, turbina y alternador.

Como se ha comentado ya, la energía hidroeléctrica es una tecnología madura, por lo que los avances que la investigación y desarrollo irán enfocados a la mejora de la eficiencia y la reducción de costes en diferentes elementos que componen una central hidráulica, pero especialmente en las turbinas hidráulicas por ser estas el componente fundamental, que permiten transformar la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica que accionara el rotor del alternador. Por ello se presenta a continuación una descripción de los tipos de turbina hidráulica más relevantes.

Se puede clasificar a las turbinas en dos grandes grupos:

- Turbinas de acción: son aquellas en las que toda la energía de presión del agua se transforma en energía cinética en el distribuidor. El chorro de agua que sale a gran velocidad impulsa los álabes de la turbina, el rotor transforma la energía cinética en energía mecánica de rotación. El sentido del movimiento del fluido y del álabes coinciden. La más usada es la turbina Pelton, utilizada para bajos caudales y grandes saltos, su rango de potencia es muy amplio (desde los 400kW hasta los 100MW), tienen un bajo coste de mantenimiento y alto rendimiento (cercano al 90%).
- Turbinas de reacción: en ellas, el empuje sobre los álabes de la turbina se debe en parte al efecto de la velocidad y en parte al efecto de la presión. El sentido del movimiento del agua y del álabes son perpendiculares. Las turbinas más usadas de este tipo son; la Francis, utilizada para caudales y saltos medio (entre 30 y 550m) y para rangos de potencia desde 1 a 250 MW; y la turbina Kaplan, utilizada con caudales altos y saltos bajos (de 6 a 70m) y para rangos de potencia que van de los 20 a los 600MW.

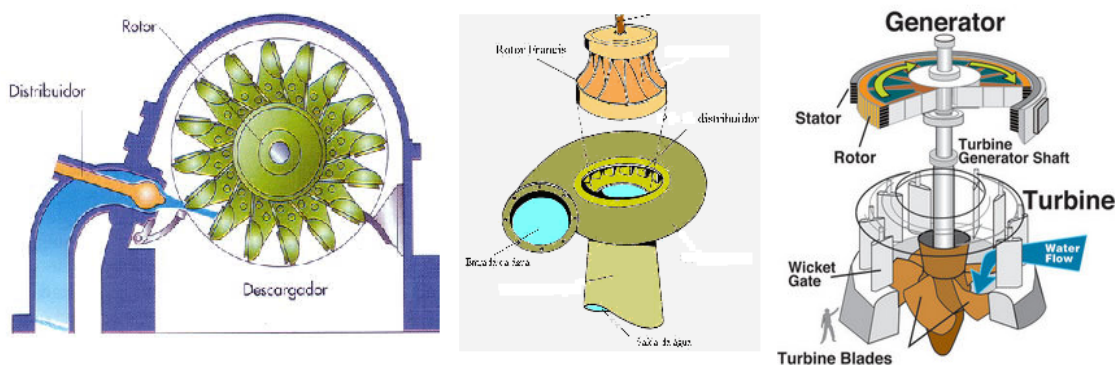


Figura 3.18- Tipos de turbinas hidráulicas. De izquierda a derecha: Pelton, Francis y Kaplan.

Fuente: [31]

A parte de las mejoras esperadas en las turbinas descritas anteriormente y en la reducción de costes en las obras de infraestructura, la tecnología hidráulica deberá evolucionar hacia el desarrollo de turbinas y generadores que puedan ser utilizados en saltos de agua bajos, de forma que la infraestructura requerida sea más simple reduciéndose los costes y el impacto ambiental, además posibilitar el uso de muchos más emplazamientos y hacia la construcción de turbinas de potencia inferior a 10 Kw, que permitirían el uso del caudal de muchos ríos directamente sin necesidad de infraestructuras, lo que posibilitaría su uso en zonas aisladas, donde no se puedan construir centrales de mayor potencia.

Por otro lado, está previsto un aumento considerable de la potencia de centrales de bombeo, debido a que permiten almacenar energía, y por tanto pueden regular el aumento de otras fuentes de energía renovable como la eólica o la fotovoltaica que no son gestionables.

3.6.4. Potencial

En este apartado únicamente se presentan los resultados del “Estudio sobre el potencial hidroeléctrico posible de desarrollar en el horizonte del año 2020” que muestra el PER 2011-2020. En él, se establecen dos posibles escenarios, en función de una serie de hipótesis y actuaciones posibles referentes en su mayoría a aspectos normativos. El escenario óptimo considera que la potencia hidroeléctrica con capacidad para ser desarrolla en el periodo 2011-2020 es de 8350 MW (incluyendo potencia de centrales de bombeo), mientras que el llamado escenario actual, considera una serie de hipótesis más conservadores y fija la potencia susceptible de ser desarrollada en 4600 MW. En cualquiera de los dos casos, el dato a destacar es que existe potencial suficiente para cumplir el objetivo marcado en 2020.

3.6.5. Aspectos económicos

En este apartado se presentan en primer lugar las tarifas y primas aplicables a las centrales de energía hidráulica en diciembre de 2010, pertenecientes según el artículo 2 del Real Decreto 661/2007 al grupo b.4 y b.5. Estos valores están establecidos en la Orden ITC/3353/2010 de 28 de diciembre y se presentan en la tabla 3.27.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Limite Superior c€/kWh	Limite Inferior c€/kWh
b.4			primeros 25 años	8,4237	2,7047	9,2014	7,0414
			a partir de entonces	7,5814	1,4519		
b.5			primeros 25 años	**	2,2727	8,6397	6,6094
			a partir de entonces	***	1,4519		

Tabla 3.27.- Tarifas, primas y límites para las centrales de energía hidráulica.

Fuente: [12]

Por otro lado, se analizan los costes de generación de la energía hidráulica. El Per 2011-2020, muestra los resultados del “Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables” elaborado por Boston Consulting Group (BCG) para el IDAE, en el que se detalla la evolución en el periodo 2011-2020 de los costes de

inversión, operación y mantenimiento y de generación de electricidad para los dos tipos de centrales más representativas, de agua fluyente y de embalse, en función de su potencia y de su estado, es decir si es de nueva construcción o rehabilitación. En este documento se incluyen únicamente la evolución de los costes normalizados de generación de electricidad a lo largo del periodo, véase la figura 3.19.

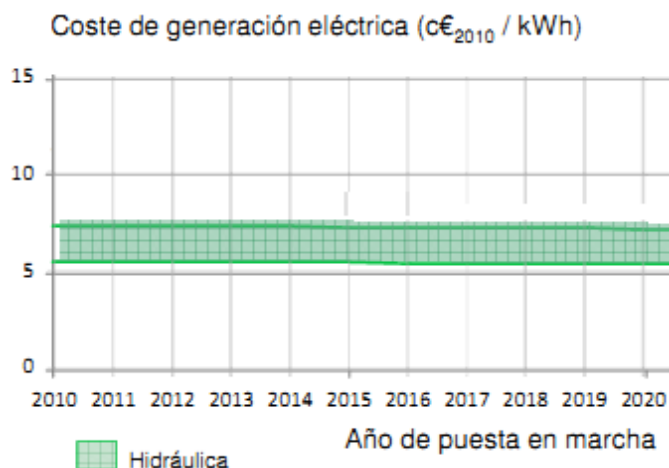


Figura 3.19. -Evolución de los costes de generación de electricidad en centrales hidráulicas.
Fuente: [13]

Donde el límite superior viene dado por plantas de nueva construcción e instalaciones de agua fluyente y el límite inferior está determinado por plantas rehabilitadas, y que por tanto requieren menor inversión, en instalaciones de agua fluyente. Como puede observarse la disminución de costes es muy reducida, debido a que se trata de una tecnología madura y consolidada.

Los valores de coste de generación de la electricidad que se tomarán para ser usados para el cálculo del impacto económico en el capítulo 4, se muestran en la tabla 3.28.

	Costes de generación (€/MWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica	72	71	70	69	69	68	68	67	67	66	66

Tabla 3.28.- Evolución de los costes de generación en el periodo 2011-2020 de las centrales hidráulicas.
Fuente: [1] y elaboración propia

Como puede observarse, se han tomado valores intermedios del rango de costes que marca la figura 3.19.

3.6.6. Objetivos

Para alcanzar los objetivos globales previstos en el PER 2011-2020, este mismo documento establece unas previsiones anuales de potencia instalada y de generación de electricidad para las centrales hidráulicas, cuya evolución en el periodo de estudio se muestra en la tabla 3.29.

	2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.228	42.215	13.368	37.149	13.408	32.968	13.448	32.547	13.498	32.543
< 1 MW (sin bombeo)	242	802	244	804	247	748	249	791	251	779
1-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	1.687	5.118	1.695	6.197	1.703	5.075	1.731	5.007
> 10 MW (sin bombeo)	11.304	35.981	11.437	31.227	11.466	26.021	11.496	26.681	11.516	26.757
por bombeo	8.347	3.108	8.347	2.485	8.368	6.148	8.368	6.592	8.998	6.592

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.548	32.538	13.608	32.628	13.668	32.754	13.728	32.882	13.788	33.012	13.861	33.140
< 1 MW (sin bombeo)	253	772	256	839	259	821	262	803	265	887	268	843
1-10 MW (sin bombeo)	1.764	4.982	1.796	4.857	1.828	5.058	1.855	5.249	1.882	5.441	1.917	5.749
> 10 MW (sin bombeo)	11.531	26.784	11.556	26.930	11.581	26.875	11.611	26.830	11.641	26.684	11.676	26.548
por bombeo	8.312	6.592	7.011	8.457	7.011	8.457	8.311	8.457	8.511	8.457	8.811	8.457

Tabla 3.29.- Evolución de la potencia instalada y de la electricidad generada en el periodo 2011-2020 de las centrales hidráulicas
Fuente: [1]

Por tanto, el objetivo es un incremento de un total de 635 MW de potencia, de los cuales 305 serán de centrales minihidráulicas (de menos de 10 MW) y 330 de centrales de más de 10 MW. En total existirá una potencia hidráulica instalada en el horizonte de 2020 de 13861 MW, sin incluir bombeo, que generará 33140 GWh de electricidad (valores sin normalizar).

3.7. Energía Geotérmica

3.7.1. Introducción

La energía geotérmica se define como la energía calorífica contenida en el interior de la Tierra. Una definición más concreta, considera la energía geotérmica como la porción de calor de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre. Los usos que se le dan a este calor pueden ser, el uso directo del calor, instalaciones de calefacción y agua caliente sanitaria o para generación de electricidad que será la aplicación tratada en este documento.

Para obtener esta energía se explotan los yacimientos geotérmicos, zonas del interior de la Tierra que transfieren su calor a masas de agua contenidas en ella de forma que éste pueda ser aprovechado. Estos yacimientos se clasifican en cuatro tipos en función de la temperatura del agua que albergan:

- Yacimientos de alta temperatura: La temperatura del fluido contenido en ellos es superior a 150°C. El vapor de agua puede ser utilizado para la producción de electricidad, mediante un ciclo de Rankine o similar.
- Yacimientos de media temperatura: La temperatura del agua contenida se encuentra entre los 100 y los 150°C. Pueden ser usados para la producción de electricidad, pero se debe emplear para ello un fluido orgánico intermedio que

sería el que se vaporizara para ser empleado en las turbinas que generan la electricidad.

- Yacimientos de baja temperatura: La temperatura del agua es inferior a los 100°C. No son válidos para la generación de electricidad, se emplean exclusivamente para usos térmicos.
- Yacimientos de muy baja temperatura: La temperatura del agua está por debajo de los 30°C. Se emplea en sistemas de calefacción y ACS de viviendas

3.7.2. Descripción de la situación actual

A finales de 2010, la potencia geotérmica instalada en todo el Mundo para la generación de electricidad fue de 10,7 GW. La distribución de esta potencia es muy desigual debido a las especiales características que debe poseer el subsuelo para que pueda ser viable su aprovechamiento energético. Es por ello que tan sólo son 24 países los que la utilizan para la producción de electricidad, siendo Estados Unidos con 3093 MW el primero en potencia instalada, seguido de Filipinas, Indonesia, México e Italia. Sin embargo atendiendo a la participación en el mix de generación de electricidad, destacan países como Islandia, El Salvador, Filipinas o Nicaragua que cubren más del 20% de la producción de electricidad con esa tecnología.

En España no existe actualmente producción de electricidad con fuentes geotérmicas. Esto es debido a la ausencia de yacimientos de alta y media temperatura, así como al retraso con respecto a otros países en cuanto a actividades de investigación y desarrollo de sistemas EGS (Sistemas Geotérmicos Estimulados, de los que hablará en el apartado 3.7.3) y de baja temperatura.

Excepciones a lo anteriormente expuesto son un proyecto de investigación en Tenerife que pretende comprobar la viabilidad de la instalación de una planta de generación de electricidad a partir de yacimientos de alta temperatura, o una serie de proyectos de EGS en Galicia, Madrid y Cataluña, aún en una fase temprana de desarrollo.

3.7.3. Aspectos técnicos

La tecnología geotérmica existente actualmente puede ser dividida en dos grandes bloques, tecnología de geotermia convencional y tecnología de sistemas geotérmicos estimulados (EGS).

- Tecnología de geotermia convencional. Consiste en el uso directo o indirecto del fluido geotérmico existente en la corteza terrestre en un ciclo de vapor convencional para la producción de electricidad. Se pueden distinguir 3 tipos:
 - Plantas de vapor seco: Consiste en la extracción directa de vapor de agua del subsuelo, para posteriormente hacerlo pasar a través de una turbina y generar electricidad.
 - Plantas flash: Se utilizan en yacimientos de vapor húmedo (mezcla de agua en estado líquido y en forma de vapor), donde una vez extraído el fluido se separa el vapor para hacerlo pasar a través de las turbinas de la central.

- Plantas de ciclo binario: Permiten el aprovechamiento de yacimientos de media temperatura, mediante el uso de un fluido intermedio (a menudo un fluido orgánico con menor punto de ebullición que el agua), que es calentado por el fluido geotérmico hasta su vaporización, tras lo cual se hace pasar ese vapor por una turbina y se genera electricidad.
- Sistemas geotérmicos estimulados (EGS): Este tipo de tecnología consiste en la creación de unos yacimientos artificiales de alta temperatura en zonas de roca impermeable que no disponen de recurso hídrico, posteriormente se inyecta agua que se calienta hasta altas temperaturas para ser utilizada tras su extracción en turbinas de vapor y generar electricidad. Actualmente esta tecnología se encuentra en fase de investigación, con varios proyectos en diversos países.

3.7.4. Potencial

El estudio del potencial de energía geotérmica en España más reciente ha sido la “Evaluación del potencial de energía geotérmica en España para la elaboración del PER 2011-2020” llevado a cabo por el IDAE. En este apartado se recoge el cuadro resumen con los resultados que emanan de ese estudio, donde para cada tipo de yacimiento se distingue por un lado, el calor almacenado en los yacimientos, susceptible de ser recuperado y por otro la potencia eléctrica a la que equivale ese calor, véase la tabla 3.30.

Tipos de uso	Tipos de yacimientos	Calor almacenado recuperable (10 ⁵ GWh)	Potencia equivalente (MW)
Usos Eléctricos	Media temperatura (potencial bruto)	541	17.000
	Media temperatura (reconocido o estudiado)	54,23	1.695
	Alta temperatura (reconocido o estudiado)	1,82	227
	Sistemas Geotérmicos Estimulados (en áreas conocidas)	60	745

Tabla 3.30.- Resumen del potencial geotérmico de uso eléctrico en España.
Fuente: [2]

Si se tiene en cuenta únicamente el potencial que ha sido estudiado o reconocido en los estudios realizados, existen aproximadamente 2700 MW repartidos en yacimientos de media y alta temperatura y en sistemas EGS.

3.7.5. Aspectos económicos

La retribución de la energía geotérmica está regulada en el Real Decreto 661/2007. El artículo 2 de dicho documento incluye a la energía geotérmica en el grupo b.3 y establece las tarifas y primas que le son de aplicación. La tabla 3.28 muestra los valores actualizados en diciembre de 2010.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.3			primeros 20 años	7,4410	4,1519		
			a partir de entonces	7,0306	3,3047		

Tabla 3.28.- Tarifas, primas y límites aplicables en diciembre de 2010. Fuente: [12]

En cuanto a los costes de generación de electricidad con energía geotérmica, el grupo Boston Consulting ha realizado un estudio que muestra el PER 2011-2020, donde se estima la evolución de estos costes a lo largo del periodo de estudio para cada una de las tecnologías de generación eléctrica con energía geotérmica, la geotérmica convencional y los sistemas geotérmicos estimulados (EGS), véase la figura 3.20

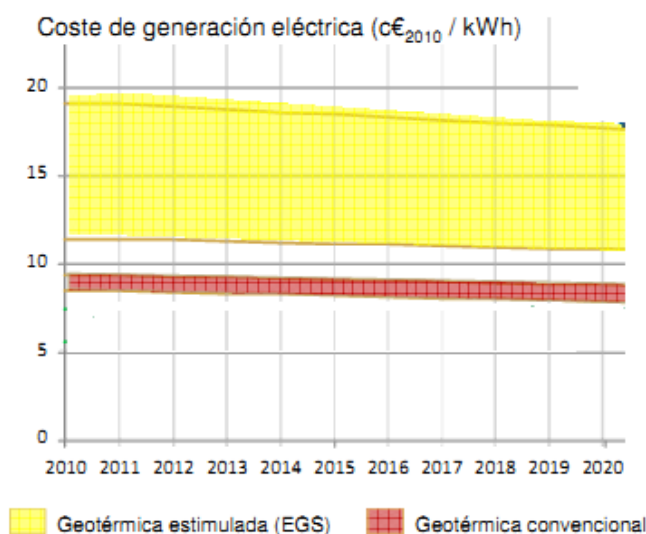


Figura 3.20.- Evolución de los costes de generación de electricidad con energía geotérmica. Fuente: [12]

La tecnología geotérmica convencional a pesar de no haber sido desarrollada aún en España, es una tecnología madura por lo que no se espera que sus costes disminuyan considerablemente a lo largo del periodo. En cuanto a la tecnología EGS se encuentra aún en desarrollo, por lo que tiene un grado de inmadurez considerable y la variación de costes a lo largo de la próxima puede ser más considerable. El rango de variación de costes es muy grande, y depende de cómo evolucione el coste de perforación, el límite superior es para costes de perforación por encima del 50% de la media y el límite inferior para costes de perforación por debajo de la media.

3.7.6. Objetivos

El objetivo para el año 2020 que plantea el PER, es la instalación de 50 MW de potencia instalada con los que se espera producir unos 300 GWh de electricidad en ese año. Para ello se deberá dar un mayor impulso a los proyectos de EGS así como a proyectos sobre acuíferos en cuencas sedimentarias profundas, de forma que a partir de 2018 se empiecen a instalar plantas en fase de exploración de estos dos tipos de tecnología. Cumpliéndose estas suposiciones, la evolución esperada de potencia instalada y de electricidad generada se muestra en la figura 3.21.

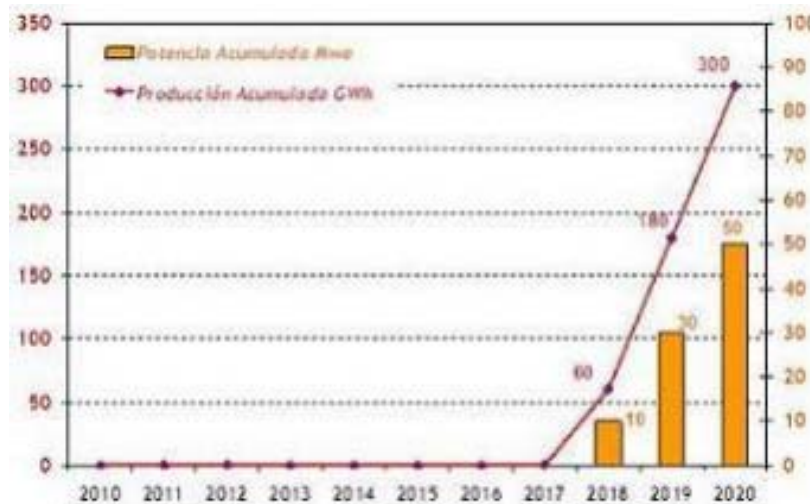


Figura 3.21.- Evolución de la potencia instalada y de la energía generada con energía geotérmica.
Fuente: [1]

3.8. Energías del mar

Los océanos y los mares son un gran almacén de energía que puede ser aprovechada mediante el empleo de diferentes tecnologías para la producción de electricidad. Esta energía puede manifestarse de diferentes formas, actualmente existen cinco tecnologías para aprovechamiento del recurso energético marino, que se describen brevemente a continuación.

- **Energía Mareomotriz.**

Consiste en el aprovechamiento de las mareas mediante unos sistemas de embalses y compuertas. Sólo es viable la construcción de este tipo de instalaciones en lugares donde la diferencia entre la marea alta y la marea baja sea de más de 5 metros de altura. El principal inconveniente que presenta es un gran impacto visual y sobre los ecosistemas de la zona, provocado por una obra civil muy voluminosa.

Actualmente la tecnología se encuentra en fase comercial y es usada desde hace años en diferentes partes del mundo, destacando la planta de La Rance, en Francia. Sin embargo, en España no es posible el aprovechamiento de este tipo de energía por no existir zonas en la costa que cumplan con los requisitos anteriormente expuestos.

- **Gradientes oceánicos**

Consiste en el aprovechamiento de la diferencia de temperatura entre el agua de la superficie del mar y el del fondo marino, de forma que se haga funcionar un ciclo de Rankine que usa como foco caliente el agua superficial y como foco frío el agua de las profundidades. Para que este tipo de instalaciones sea viable, la diferencia de temperaturas entre ambos focos debe ser de al menos 20°C.

Actualmente esta tecnología es ineficiente y se engloba más en el terreno teórico que en el real. En España no es aplicable por no cumplirse en sus aguas los requisitos de diferencia de temperatura.

- **Energía de las corrientes.**

Consiste en aprovechar la energía cinética contenida en las corrientes marinas. Se trata de una tecnología sobre la que se han realizado diversos estudios y proyectos de desarrollo, pero que aún no se encuentra desarrollada comercialmente. El principal inconveniente que presenta es el impacto que puede tener la instalación de los dispositivos necesarios sobre la navegación de la zona.

En España existen lugares que podrían ser muy propicios para el desarrollo de esta tecnología, como son la zona del Delta del Ebro y especialmente el Estrecho de Gibraltar.

- **Potencia Osmótica**

Consiste en un proceso de ósmosis que se da por la diferencia de salinidad entre el agua salada del mar y el agua dulce de los ríos, por medio del cual se produce un movimiento de aguas que puede ser aprovechado para la producción de electricidad.

Se trata aún de una tecnología nueva y experimental que necesita aun ser desarrollada, por lo que no existe ninguna instalación de este tipo en España.

- **Energía Undimotriz**

Consiste en el aprovechamiento del movimiento ondulatorio de las olas del mar para la generación de electricidad. Presenta como principales inconvenientes el alto precio de los dispositivos, su gran volumen y por ende su dificultad de instalación, los problemas de corrosión a que puede estar sometido y que no se han comprobado a largo plazo los daños que puede sufrir por los temporales.

A pesar de los inconvenientes, se trata de la tecnología de aprovechamiento del recurso energético marino que presenta un mayor potencial de desarrollo en España. En concreto, el IDAE ha realizado el estudio, “Estudio de la Evolución del Potencial de Energía de las olas en España”, y cuyos resultados de potencia media susceptible de ser desarrollada para cada zona costera en Kw por metro de profundidad se muestran en la tabla 3.31.

Zona geográfica	Potencia media (Kw/m)
Galicia	40-45
Cantábrico	30
Norte Islas Canarias	20
Sur islas canarias, Mediterráneo, Golfo de Cádiz	10

Tabla 3.31- Potencial de energía undimotriz por zonas costeras.

Fuente: [2] y elaboración propia.

Esta tecnología se encuentra actualmente en un estado pre-comercial que requiere continuar con el desarrollo de procesos de I+D+i y el desarrollo de proyectos y prototipos para poder ser competitiva con otros tipos de energías renovables. Actualmente, se encuentran varios proyectos en marcha, como un prototipo de

generación en la costa gerundense, un proyecto de una columna de agua oscilante en el País Vasco, y el más importante por su grado de desarrollo y por ser el único proyecto que genera electricidad actualmente, un prototipo de boya de 40 Kw en Santoña (Cantabria)

En cuanto a los costes de generación de la energía de las olas es difícil establecer cómo podrán evolucionar debido al grado de inmadurez tecnológico actual y a la incertidumbre sobre su desarrollo futuro, a pesar de ello en el PER 2011-2020 se ha establecido una división de tres etapas para el periodo 2011-2030, y una previsión de los costes de generación en cada una de ellas:

- Confirmación de la fiabilidad (2010-2015): Etapa pre-comercial en la que se debe producir el desarrollo de las tecnologías y los proyectos de prototipos. Los costes de generación en esta etapa no son comercialmente viables.
- Despegue de la tecnología (2016-2020): Si la anterior etapa ha dado sus frutos, se alcanzará una tecnología fiable que podrá empezar a ser implantada durante este periodo. Los costes de generación es previsible que se encuentren en el margen entre 21 y 33 c€/kWh, en función del número de horas de funcionamiento.
- Fase de consolidación de la tecnología (2021-2030): Se espera que este en este periodo se alcance la madurez comercial. Los costes de generación de electricidad se hallarán entre 7c€/kWh y 15 c€/2010/kWh.

Los objetivos de la energía de las olas en el horizonte de 2020, dependen del grado de cumplimiento de las etapas anteriormente mencionadas. Si todo va según lo previsto, el PER 2011-2020, establece como objetivo de potencia instalada 100 MW en el 2020, que generaría una electricidad de 220 GWh. La figura 3.22 muestra la evolución esperada.

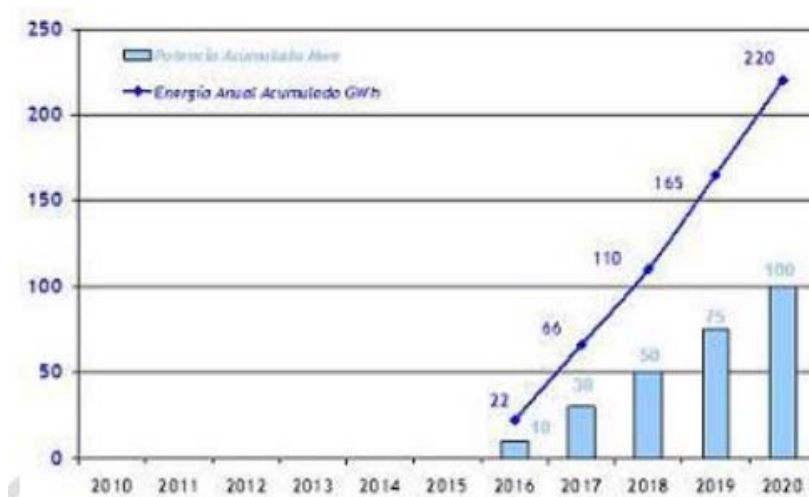


Figura 3.22.- Evolución de la potencia instalada y de la energía generada con energía undimotriz
Fuente: [1]

Capítulo 4.

Balance socio-económico de la introducción de las energías renovables.

Este capítulo analiza la repercusión social, económica y medioambiental asociada a la presencia de energías renovables en el mix de generación de. Así, se analizará la contribución al PIB nacional de las empresas de energías renovables, el empleo generado por estas empresas, las emisiones de CO₂ evitadas gracias a la sustitución de fuentes de energía convencional por fuentes renovables y finalmente, el impacto económico de las ayudas a la producción de energía renovable en el periodo 2010-2020, para lo que se ha creado una herramienta informática que permite realizar dichas estimaciones en función de diversos criterios.

4.1. Creación de riqueza

En este apartado se expone la contribución al Producto interior bruto (PIB) del sector de las energías renovables, en concreto de la parte del sector dedicada a la producción de electricidad. También se analizará la balanza comercial relativa al sector.

La contribución al PIB se divide entre contribución directa e indirecta, por directa se entiende la repercusión de las actividades de las empresas pertenecientes al sector, mientras que indirecta es la contribución al PIB de las empresas y agentes cuya actividad no pertenece al sector de las energías renovables pero que proveen bienes o servicios a las empresas del sector. En la figura 4.1 se muestra la evolución de la contribución al PIB desde el año 2005 hasta el año 2009 y su previsión en el horizonte 2015 y 2020, bajo la hipótesis de que se cumplan los objetivos del PER 2011-2020, diferenciando entre retribución directa e indirecta.

La contribución directa supone aproximadamente el 72% durante todo el periodo. Entre 2005 y 2009, la contribución al PIB tuvo un incremento de unos 3400 millones de €, que es prácticamente el mismo incremento que se espera entre 2009 y 2015, sin embargo, si se cumplen los objetivos del PER 2011-2020, se estima que el incremento entre 2015 y 2020 alcance los 4300 millones de €.

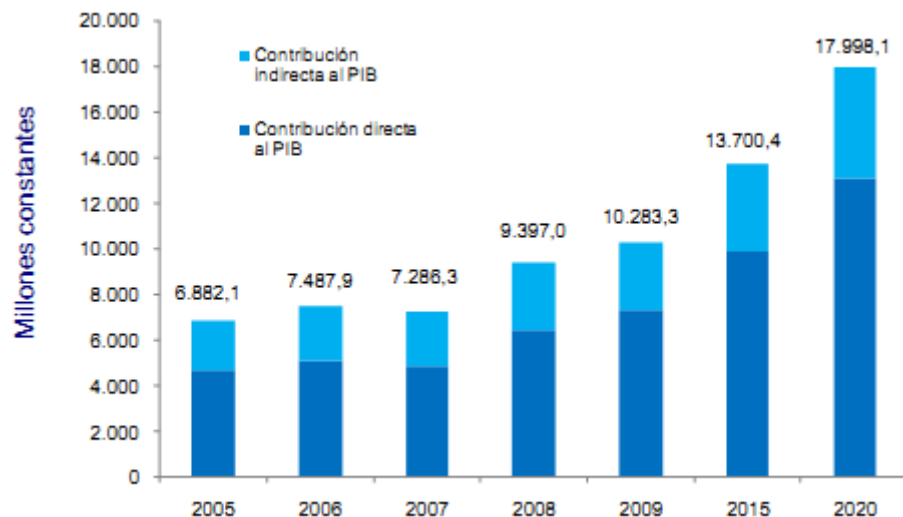


Figura 4.1.- Evolución de la contribución al PIB del sector de las energías renovables.
Fuente [23]

Otro aspecto importante para medir la creación de riqueza es la balanza comercial, es decir la diferencia entre las exportaciones y las importaciones relacionadas con el sector de las energías renovables. La figura 4.2, muestra la evolución de la balanza comercial desde 2006 a 2008 y las previsiones para 2015 y 2020.

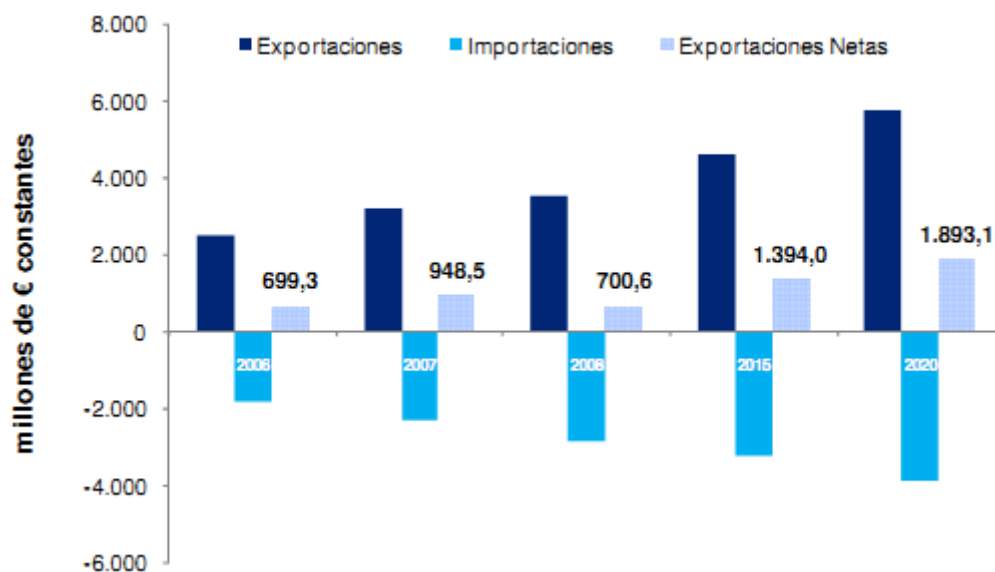


Figura 4.2.- Evolución de la balanza comercial del sector de las energías renovables.
Fuente [23]

Globalmente la balanza presenta a lo largo de todo el periodo un saldo positivo que pasa de los 700,6 millones de € en 2008 a los casi 1900 millones de € en el 2020. Es considerable también el aumento del volumen de exportaciones, desde los 3529 millones de € del año 2008 hasta los 5744 millones de € en el 2020. Por tecnologías, las que presentan un mayor saldo positivo son la eólica principalmente y las energías solares. En concreto se espera un aumento del volumen exportador considerable por

parte de la tecnología solar termoeléctrica principalmente al mercado de Estados Unidos donde se espera un gran desarrollo del sector.

Finalmente apuntar, el aumento significativo en los últimos cinco años que ha tenido el número de empresas de capital extranjero instaladas en territorio español, las cuales se estima que representan un valor de unos 11000 millones de € en el año 2008.

4.2. Creación de empleo

Se pretende en este apartado analizar una de las principales ventajas sociales asociada a una actividad económica, el número de empleos que genera dicha actividad. Para ello se va a mostrar el número de empleos asociados directa o indirectamente al sector de las energías renovables para producción de electricidad, tanto en el año de referencia 2010, como su previsión en el horizonte 2020, bajo el supuesto de que se cumplan los objetivos marcados en el PER 2011-2020.

En el año 2010, el número total de empleos asociados a la producción de electricidad con energías renovables fue de 116034, de los cuales 68952 fueron directos (59%) y 47082 (41%) indirectos. Véase la tabla 4.1.

Sector	Empleo asociado. Año 2010			
	Directo	Indirecto	total	%
Eólico	30651	24521	55172	47,5
Solar fotovoltaico	19552	8798	28350	24,4
Solar termoeléctrico	9346	5608	14954	12,9
Biomasa eléctrica	7172	6789	13961	12,0
Hidráulico	1078	485	1563	1,3
Biogás eléctrico	664	681	1345	1,2
Geotérmica	415	162	577	0,5
Energías del mar	74	38	112	0,1
Total	68952	47082	116034	100

Tabla 4.1.- Empleos asociados a la producción de electricidad con energías renovables en el año 2010.

Fuente: [24]

Por sectores, se observa que el eólico ocupa casi la mitad de todos los empleos con más de 55000, le siguen las dos tecnologías solares que suponen un 37,5% del volumen total, 24,4% la fotovoltaica y 12,9% la termoeléctrica.

Bajo la hipótesis del cumplimiento de los objetivos del PER 2011-2020, las previsiones para el año 2020 de empleos asociados al sector son de 198796, lo que supone un incremento de más de 82000 empleos a lo largo de la década. La tabla 4.2 muestra la previsión del número de empleos en 2020, su distribución por sectores y el incremento experimentado entre 2010 y 2020.

Sector	Empleo asociado		
	Empleos 2020	%	Incremento 10-20
Eólico terrestre y marino	54637	27,5	-535
Solar fotovoltaico	59022	29,7	30672
Solar termoeléctrico	18543	9,3	3589
Biomasa eléctrica	49435	24,9	35474
Hidráulico	8675	4,4	7112
Biogás eléctrico	7952	4,0	6607
Geotérmica	ND	ND	ND
Energías del mar	532	0,3	420
Total	198796	100	82762

Tabla 4.2.- Empleos asociados a la producción de electricidad con energías renovables en el año 2020 e incremento experimentado a lo largo del periodo 2011-2020.

Fuente: [24]

Globalmente se produce un aumento de 82762 empleos con respecto al 2010, y es significativo el cambio que experimenta la distribución de los puestos de trabajo por tecnologías. La energía eólica, mantiene aproximadamente el número de empleados con respecto a 2010, sumando eso sí la eólica marina (1146 empleados que en 2010 no aparecía) y la eólica terrestre y pasa a ser la segunda energía que más empleo genera. En primer lugar aparece la solar fotovoltaica con casi el 30% del empleo del sector, y es destacable el gran aumento de empleos en el sector de la biomasa, que experimentaría un aumento de más de 35000 empleados con respecto a 2010, en cuarto lugar se sitúa la solar termoeléctrica con un 9,3% del total. Importante es el aumento experimentado también en el sector hidráulico, a tenor especialmente del desarrollo esperado de la minihidráulica. En cuanto a la geotérmica, no existen datos de empleo para 2020.

A tener de los datos observados, cabe decir que el sector de las energías renovables, y en concreto aquellas cuya finalidad es la producción de electricidad, es un importante generador de empleo y a lo largo de los próximos seis años lo seguirá siendo, además el carácter de algunas fuentes de energía renovable, que permite una generación de electricidad distribuida, las constituye como un motor importante en el desarrollo social y económico de regiones, especialmente de zonas rurales y aisladas.

4.3. Emisiones de CO₂ evitadas

Otro de los beneficios que conlleva la introducción de energías renovables son las emisiones de CO₂ que se evitan por utilizar este tipo de fuentes de energía en lugar de energías asociadas con combustibles fósiles, lo cual contribuye a cumplir el objetivo 20/20/20 propuesto por Unión, que persigue la reducción del 20% de los gases del efecto invernadero en el año 2020 y que es especialmente importante en el sector energético, pues el consumo y producción de energía suponen el 80% de las emisiones de este tipo de gases.

En este apartado se analizan los resultados del estudio sobre emisiones de CO₂ evitadas por el uso de energías renovables realizado en el PER 2011-2020. En concreto van a tratarse las emisiones evitadas por las fuentes de energía renovable para producción de electricidad. La hipótesis que marca el estudio, es que de no generarse la electricidad con energías renovables se produciría con centrales de ciclo combinado de gas natural con un rendimiento medio del 50%. En la tabla 4.3 se presentan los resultados de las emisiones evitadas en el periodo de estudio 2011-2020.

	Emisiones de CO ₂ evitadas en el periodo 2011-2020 (tCO ₂)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	128.084.054
Eólica normalizada	233.444.623
Eólica marina	1.554.616
Solar termoeléctrica	35.356.538
Solar fotovoltaica	38.255.570
Biomasa	21.959.254
Biogás (**)	6.098.504
Residuos domésticos renovables	4.260.373
Energías del mar	235.108
Geotermia	217.767
Total áreas eléctricas	469.466.407

Tabla 4.3.- Emisiones de CO₂ evitadas en el periodo 2011-2020 por el conjunto de las energías renovables para generación de electricidad.

Fuente: [1], [2]

Como es lógico las energías que más emisiones evitan son las que tienen una mayor generación, esto es, la energía eólica y la hidroeléctrica, seguidas de las tecnologías solares fotovoltaicas y termoeléctricas y de la biomasa. En conjunto se estima que se eviten más de 469 millones de toneladas de CO₂. De ellas, 171 millones, un 36,4%, se estiman que serán evitadas por las instalaciones de energías renovables que se construirán a lo largo del periodo 2011-2020, mientras que el restante 43,6%, 298 toneladas, serán evitadas por el conjunto de las energías renovables instaladas antes de 2011. La figura 4.3 muestra la evolución de las toneladas de CO₂ evitadas a lo largo del periodo y su distribución entre las instalaciones de nueva creación y las anteriores a 2011.

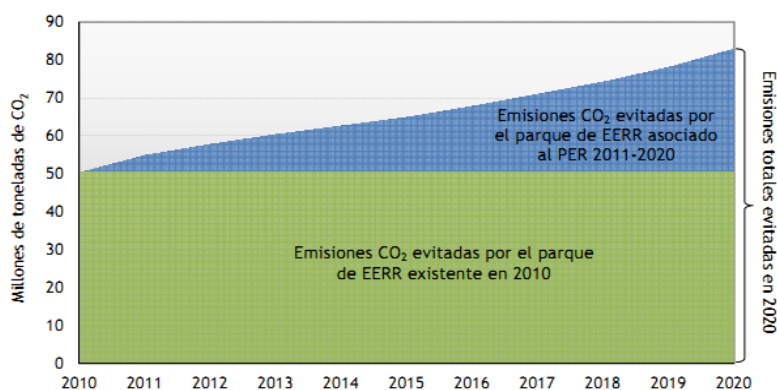


Figura 4.3.- Evolución de las emisiones de CO₂ evitadas por las instalaciones de energías renovables para generación de electricidad en el periodo 2011-2020.

Fuente [2], [1]

4.4. Impacto económico. Herramienta informática de evaluación

En este apartado se va a analizar el impacto económico de las ayudas para el fomento de las energías renovables sobre el sistema eléctrico en el periodo 2011–2020, es decir el sobrecoste que tienen la electricidad de origen renovable debido a las políticas de apoyo, con respecto a la electricidad proveniente de las llamadas fuentes de energía convencional.

En primer lugar se explicará de forma simplificada la retribución que perciben las energías renovables de forma que se puedan identificar cuáles son los componentes que se deberán analizar a la hora de efectuar la previsión en el periodo 2011-2020.

A continuación, se procederá a la estimación de la evolución de los parámetros que nos permitirán cuantificar el sobrecoste de las energías renovables, para lo cual se hará uso de la aplicación informática realizada en este proyecto para tal fin.

4.4.1. Retribución de la energía renovable

La retribución de la energía renovable depende de la opción de venta escogida por cada instalación, que según se establece en el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, puede ser opción a) a tarifa u opción b) a mercado.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica deben acogerse a la opción a) obligatoriamente. El resto puede optar por una de las dos opciones. Las instalaciones de energía eólica y de solar termoelectrica se acogen mayoritariamente a la opción b), las de energía hidráulica de baja potencia optan por la opción a) por lo general y las de mayor potencia por la opción a mercado y las instalaciones que utilizan biomasa se acogen a una o a otra opción no siendo ninguna de ellas predominante en líneas generales.

La retribución que perciben las instalaciones de energía renovable es la suma de las liquidaciones de tres entidades, el Operador del Mercado (OM), el Operador del Sistema (OS) y la Comisión Nacional de la Energía (CNE). Esta retribución, para cada una de las opciones de venta, vendrá dada por:

- **Retribución de las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa.**

- Liquidación del Operador del mercado (€):

$$Liq.OM_h = Emd_h \times Pmd_h + \sum EMI_{h,s} \times PMI_{h,s}$$

- Liquidación del Operador del Sistema (€):

$$Liq.OS_h = Desv_h \times Pdesv_h$$

- Liquidación de la Comisión Nacional de la Energía (€):

$$Liq.CNE_h = Emed_h \times (Tarifa + Comp) - Baldita_h$$

Donde:

$Emed_h$: Energía negociada en el mercado diario en la hora h dada en MWh

Pmd_h : Precio del mercado diario en €/MWh

$EMI_{h,s}$: Energía negociada en la sesión s del mercado intradiario en la hora h, en MWh

$PMI_{h,s}$: Precio de la sesión s del mercado intradiario en la hora h, dada en MWh

$Desv_h$: Desvío de energía en la hora h dado en MWh, calculado como diferencia entre la energía medida en la hora h y el programa horario final operativo (energía programada)

$Pdesv_h$: Precio liquidado del desvío a la instalación en la hora h, dado en €/MWh

$Emed_h$: Energía medida en la hora h, dado en MWh

Tarifa: Se trata de la Tarifa regulada definida en el artículo 25 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Vendrá dada en €/MWh. Las tarifas aplicables a cada una de las energías renovables en diciembre del año 2010 se han especificado en el capítulo 3.

Comp. : Complemento aplicable en €/MWh a cada instalación en función de una serie de requisitos establecidos por la normativa. Puede ser por huecos de tensión, por repotenciación, por eficiencia, o por energía reactiva. En el apartado 4.4.2 se explica cada uno de ellos en mayor profundidad.

Baldita_h: Según la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de la Energía, se define como el importe agregado de la Base para la Liquidación de la Diferencia con la Tarifa regulada. Puede comprobarse que es igual a la suma de las liquidaciones del operador del mercado y del operador del sistema descontando el coste de los desvíos, para que este coste no sea compensado por la tarifa y recaiga sobre el titular de la instalación [28].

$$Baldita_h = Liq.OM_h + Liq.OS_h - C.desv_h$$

C.Desv_h: Es el coste del desvío entre la energía medida y la energía programada en la hora h, dado en €.

$$C.desv_h = Desv_h \times (Pmd_h - Pdesv_h)$$

- **Retribución opción a) (€):**

$$Ret.a)_h = Liq.OM_h + Liq.OS_h + Liq.CNE_h = Emed_h \times (Tarifa + Comp) + C.Desv_h$$

- **Retribución de las instalaciones acogidas a la opción de venta a mercado.**

- Liquidación del Operador del mercado (€)

$$Liq.OM_h = Emd_h \times Pmd_h + \sum EMI_{h,s} \times PMI_{h,s}$$

- Liquidación del Operador del Sistema (€)

$$Liq.OS_h = Desv_h \times (Pmd_h - Pdesv_h)$$

- Liquidación de la Comisión Nacional de la Energía (€)

$$Liq.CNE_h = Emed_h \times (Prima_h + Comp)$$

Donde:

Prima_h (€/MWh): Según la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de la Energía, se define la prima como el precio al que se valora la energía netamente producida cuyo importe total será liquidado por las instalaciones de producción en régimen especial con la CNE, cuando la opción de venta de energía eléctrica sea la correspondiente a la letra b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo [28]. Para más información de los componentes de la Prima y de cómo se forma, consultar el ANEXO I

- **Retribución opción b) (€):**

$$Ret.b)_h = Liq.OM_h + Liq.OS_h + Liq.CNE_h$$

$$Ret.b)_h = Emed_h \times (Prima_h + Comp) + Emd_h \times Pmd_h + \sum EMI_{h,s} \times PMI_{h,s} + C.Desv_h$$

4.4.2. Estimación del impacto económico

Para la estimación del impacto económico de las ayudas a las renovables, se va a utilizar una aplicación informática creada para ello en este proyecto, que permite a través de la introducción de una serie de datos, la estimación de una serie de parámetros como son la prima equivalente media, la retribución regulada y la retribución total (conceptos que serán definidos a lo largo de este apartado) que percibirán las energías renovables más características a lo largo del periodo 2010-2020, que actuarán de indicadores de dicho impacto económico.

Las energías que se analizarán son las más representativas y que tienen una mayor repercusión sobre los costes de la tarifa eléctrica, que son la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, la energía solar termoeléctrica, la energía hidráulica incluida en el

régimen especial (la hidráulica de más de 50 MW no recibe ningún tipo de prima), y la energía de la biomasa.

El manejo de la herramienta informática se encuentra explicado en la propia aplicación, no obstante, en los siguientes apartados se presenta una explicación de los datos que deberán ser introducidos, los cálculos que se deberán realizar y finalmente se exponen los principales resultados obtenidos y una serie de consideraciones..

4.4.2.1. Datos

Para conocer los datos que se deben introducir para la cuantificación del impacto económico, en primer lugar se debe establecer una retribución única para las dos modalidades de venta de energía renovables anteriormente explicadas, lo que permitirá identificar cuáles son esos parámetros. Para ello se van a realizar una serie de simplificaciones sobre el modelo de retribución explicado en el apartado anterior. Estas serán las siguientes:

- Para ambas opciones a) y b) se considerará la liquidación del Operador del mercado como el producto de la energía generada media y del Precio medio del mercado diario, despreciándose el término del mercado intradiario:

$$Liq.OM_h (\text{€}) = Emd_h \times Pmd_h + \sum EMI_{h,s} \times PMI_{h,s} \sim Emed_h \times Pmd_h$$

- Según la Circular 4/2009, de 9 de Julio, de la Comisión Nacional de la Energía, se define Prima equivalente, como la cantidad a liquidar por las instalaciones de producción en régimen especial con la CNE, cuando la opción de venta elegida sea la opción a) y corresponderá a la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que corresponda, y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema [28]. Por tanto se trata de la retribución en concepto de ayuda a la producción de electricidad con energías renovables que reciben las instalaciones acogidas a la opción de venta a.

$$Prima\ equivalente_h (\text{€}) = (Emed_h \times Tarifa_h) - Liq.OM_h - Liq.OS_h$$

- El coste de los desvíos no será considerado en la retribución de las instalaciones de energías renovables, pues este coste recae sobre las propias instalaciones por lo que no tendrá impacto directo sobre la tarifa eléctrica. Por tanto el término $C.Desv_h$ y el término $Liq.OS_h$ desaparecerán de las formulas de la retribución.
- Los valores horarios de todos los parámetros definidos anteriormente se tomaran como valores medios anuales.

Bajo estas simplificaciones, la retribución de la energía renovable para ambas opciones será:

$$Ret.Total (\text{€}) = \underbrace{[Emed \times (Prima\ equivalente\ media + R.Comp)]}_{\text{Retribución regulada}} + \underbrace{[Emed \times Pmd]}_{\text{Retribución de mercado}}$$

Donde:

Prima equivalente media (€/MWh): Se define como valor medio de las primas o primas equivalentes (definidas ambas anteriormente según la Circular 9/2009) percibidas por las instalaciones de energías renovables a lo largo de un año. A Partir de ahora, nos referiremos a este término simplemente como prima.

Retribución total (€) : Se define como la suma de la retribución regulada más la retribución por la venta de energía al precio del mercado eléctrico.

Retribución regulada (€) : Se define como la suma de la prima equivalente media y de los complementos aplicables a cada una de las tecnologías. Por tanto se trata del sobrecoste en concepto de subvención que tendrán las energías renovables sobre la venta de energía al precio del mercado.

Retribución de mercado (€) : Se trata de la retribución que reciben las instalaciones de energía renovable por la venta de su energía al precio del mercado diario.

Pmd (€/MWh): Precio medio anual del mercado eléctrico

R. Comp (€/MWh) : Retribución media anual que perciben las instalaciones de energías renovables debido a la aplicación de los diferentes complementos.

Emed (MWh) : Energía eléctrica producida a lo largo de un año.

Así, los parámetros que se deberán estimar y que serán introducidos como datos en la aplicación son: el precio medio del mercado eléctrico, la electricidad producida por cada una de las energías renovables, la prima y los complementos aplicables para cada tecnología. A continuación se procede a la definición y estimación de tales términos.

- **Precio medio del mercado eléctrico**

Para la estimación del precio medio del mercado eléctrico en el año 2020, se ha considerado la simplificación realizada en el PER 2011-2020, que toma como dicho precio los costes variables esperados de un ciclo combinado de gas natural en el año 2020, por la hipótesis de que esta tecnología será la dominante en dicho horizonte. En la tabla 4.4.se muestra el desglose de los costes variables estimados de un ciclo combinado en el año 2020.

Costes Variables	Unidades	2020
Precio del gas natural	€/MWh	27,5
Rendimiento CC (PCI)	%	53,3
Coste del combustible	€/MWh	57,3
Precio del CO2	€/tn	25
Coste del CO2	€/MWh	10
Coste O&M variable	€/MWh	2,5
Coste ATR variable	€/MWh	1,2
Peaje de generación	€/MWh	0,5
Sobrecoste por la existencia de un ciclo marginal de ciclado diario	€/MWh	1,7
Total costes variables/Estimación del precio medio del mercado diario	€/MWh	73,2

Tabla 4.4- Desglose de los costes variables estimados de un ciclo combinado en el año 2020.
Fuente [1] y elaboración propia

Con la estimación de este dato, se realiza una previsión de la evolución del precio medio del mercado en el periodo 2011-2020. Para ello se parte del valor del precio del mercado en el año 2010, que fue de 38 €/MWh, y se tiene en cuenta la predicción del precio medio del mercado realizada por OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía) hasta el año 2013. Para los sucesivos años del periodo, se considera una evolución lineal. Se muestra esta evolución en la figura 4.4 y en la tabla 4.5.

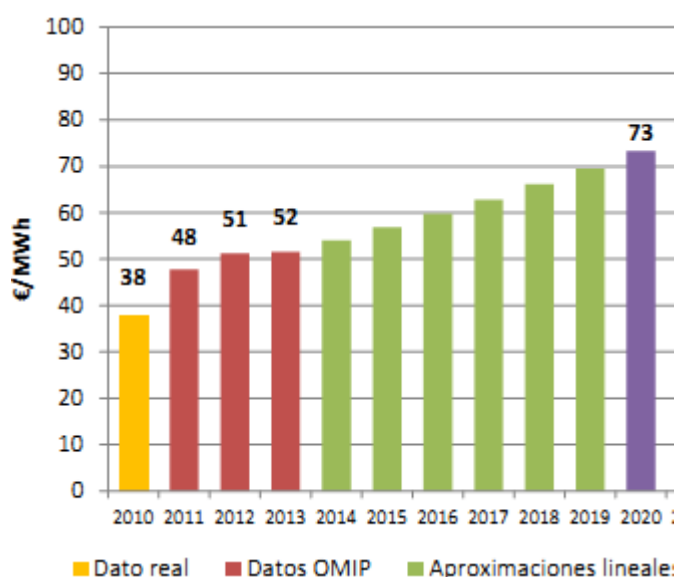


Figura 4.4.- Evolución del precio del mercado eléctrico
Fuente [1]

Precio medio del mercado eléctrico (€/MWh)										
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
38	48	51	52	55	58	61	64	67	70	73

Tabla 4.5.- Evolución del precio del mercado eléctrico.
Fuente [1] y elaboración propia

Como se aprecia en la tabla 4.4, el factor que más influye en los costes variables del gas natural y por ende, en la estimación del precio del mercado eléctrico, es el precio del gas natural y del CO₂, por tanto es conveniente realizar un análisis de sensibilidad tomando otros escenarios de precios de la energía como contraste.

El PER 2011-2020 considera tres escenarios de precios de la energía en el horizonte de 2020, Ácido alto, Ácido base y Ácido bajo, la figura 4.5 y la figura 4.6 muestran la evolución de los precios del gas natural y del CO₂

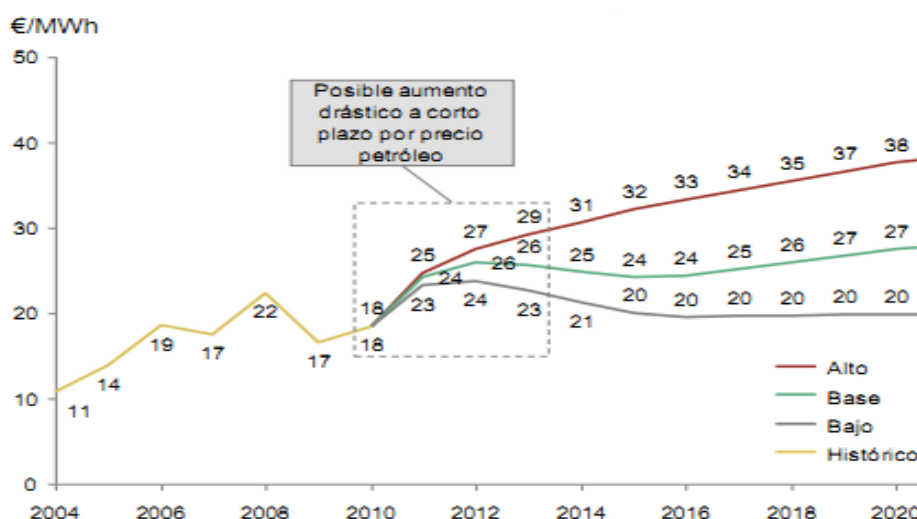


Figura 4.5.- Evolución del precio del gas natural.
Fuente:[13]

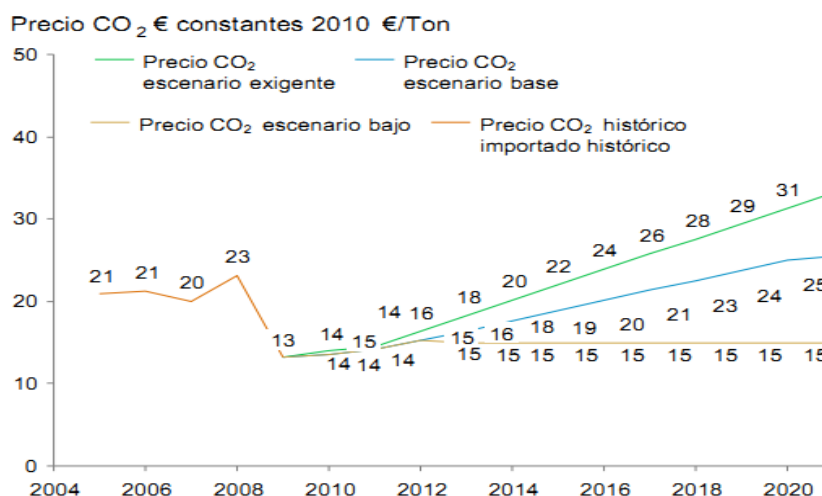


Figura 4.6.- Evolución del precio del CO₂
Fuente: [13]

Con estos valores, y asumiendo las mismas hipótesis anteriormente expuestas, la evolución del precio esperado medio del mercado eléctrico según los diferentes escenarios en el periodo 2011-2020 sería la que muestra la figura 4.7 y cuantitativamente la tabla 4.6.

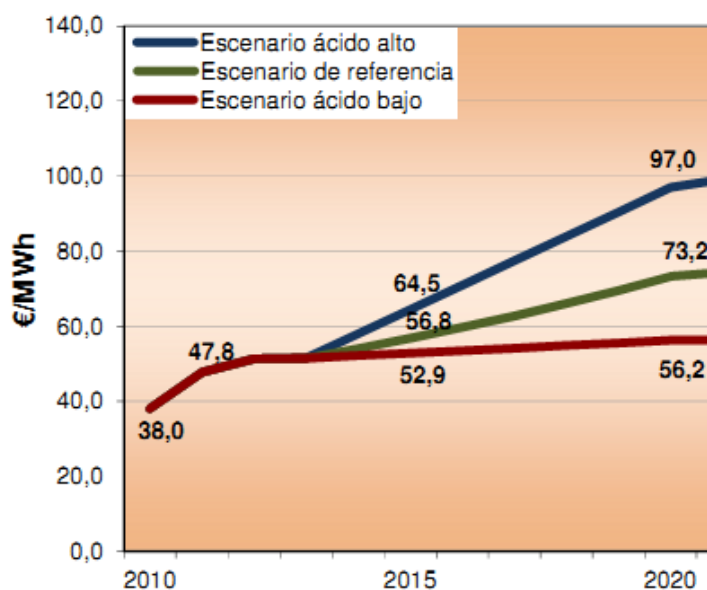


Figura 4.7.- Evolución del precio del mercado eléctrico según diferentes escenarios
Fuente: [1]

Escenario / Año	Precio del mercado eléctrico (€/MWh)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ácido alto	38	48	51	52	59,2	64,5	71	77,5	84	90,5	97
Ácido base	38	48	51	52	55,02	56,8	61	64	67	70	73,2
Ácido bajo	38	48	51	52	49,92	52,9	53,6	54,3	55	55,7	56,2

Tabla 4.6.- Evolución del precio del mercado eléctrico según diferentes escenarios.
Fuente: [1] y elaboración propia

El Per 2011-2020, considera el escenario ácido base para sus estimaciones y en este documento también será considerado como el escenario de referencia. No obstante cabe señalar, que ciertos hechos como el desarrollo de reservas de gas no convencional, especialmente “shale gas” (gas procedente de formaciones geológicas de muy baja permeabilidad), ha hecho que se incremente la producción de gas, fundamentalmente en Estados Unidos y Canadá, con la consiguiente reducción de precio, lo cual podría llevar a que el precio del mercado se sitúe en un escenario similar al ácido bajo. La aplicación informática permite al usuario introducir el precio del mercado que desee, por lo que si las estimaciones varían en uno o en otro sentido, se podrán recalcular los resultados con la estimación de precios más actual.

• Electricidad generada

La previsión de electricidad generada por fuentes de energía renovable en el horizonte del 2020, se ha detallado en el PER 2011-2020. Se presenta en la tabla 4.7 los valores de generación para cada tecnología y subtecnología y para el total de todas ellas en cada

uno de los años del periodo, así mismo en la figura 4.8, se puede apreciar de forma más intuitiva la evolución de cada una de las energías.

	Electricidad generada (GWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
eólica*	42337	44883	47585	50736	53299	55604	58646	61790	65092	68685	72556
eólica terrestre*	42337	44883	47585	50733	53263	55538	58535	61560	64597	67630	70734
eólica marina*	0	0	0	3	36	66	111	230	495	1055	1822
Fotovoltaica	6279	6916	7667	8202	8605	9060	9573	10150	10800	11532	12356
Termoeléctrica	691	2648	4711	6375	7400	8287	9276	10316	11465	12817	14379
Hidráulica*	6893	7463	9222	8339	8690	8921	8975	9531	9890	10374	11056
minihidráulica	4669	5009	6538	5525	5546	5547	5371	5697	5826	6080	6527
pot: 10-50 MW	2224	2454	2684	2814	3144	3374	3604	3834	4064	4294	4529
Biomasa/Biogás	3565	4665	5114	5397	5753	5395	6757	7447	8257	9281	10700
Biomasa	2820	3780	4136	4324	4573	4093	5313	5821	6399	7104	8100
Biogás	745	885	978	1073	1180	1302	1444	1626	1858	2177	2600
Total	57541	64121	71615	76235	80603	83893	89623	95400	101440	108395	116518

* valores normalizados para la producción hidráulica y eólica según se recoge en el Artículo 5, Apartado 3 de la Directiva 2009/28/CE, utilizando las fórmulas de normalización contenidas en su Anexo II.

Tabla 4.7.- Evolución de la electricidad generada con energías renovables
Fuente:[1] y elaboración propia

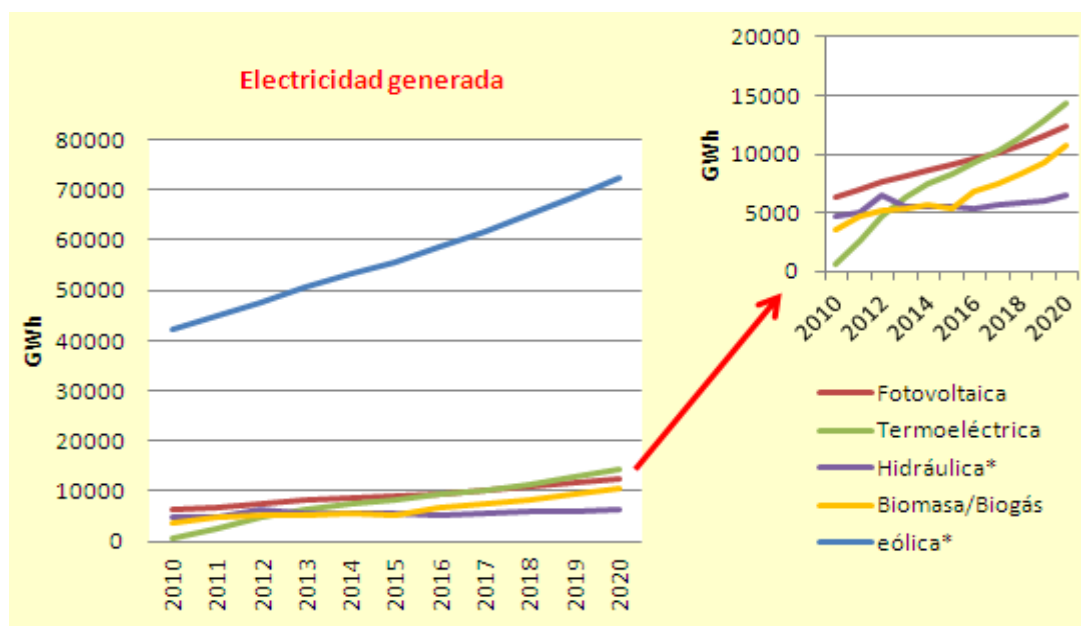


Figura 4.8.- Evolución de la electricidad generada con energías renovables.
Fuente: elaboración propia

Como puede apreciarse, la previsión es que en el año 2020 se duplique la actual generación de electricidad con energías renovables, alcanzando los 116518 GWh. Las energías que más crecen son la termoeléctrica que pasaría de 691 GWh en 2010 a 14379 GWh en 2020 y las asociadas a la biomasa y al biogás que alcanzarían los 10700 GWh de producción en el año 2020, aunque la eólica continua siendo por una gran diferencia

la que más electricidad genera con 72556 GWh de producción en 2020, incluyendo eólica marina y eólica terrestre, lo que supone casi el 60% del total de electricidad generado con energías renovables en el año 2020.

- **Prima equivalente media**

La Prima equivalente media se ha definido anteriormente como el valor medio de las primas o primas equivalentes (definidas ambas anteriormente según la Circular 9/2009) percibidas por las instalaciones de energías renovables a lo largo de un año. A partir de este capítulo la Prima equivalente media será nombrada simplemente como prima.

El PER 2011-2020 no presenta estimaciones de los valores de la prima equivalente media para el periodo estudiado, por lo que en la aplicación informática y por ende en este documento, se propone estimar dichos valores bajo dos supuestos o hipótesis:

- Hipótesis de competitividad: Se considera la prima como la diferencia entre el coste de generación de electricidad y el precio del mercado eléctrico. Bajo esta hipótesis se consigue ajustar el valor de la prima al necesario para que la energía en cuestión sea competitiva en el mercado eléctrico, de forma que se evita el sobredimensionamiento de las ayudas, y hace atractiva la inversión, pues permite que económicamente sea igual comprar la electricidad de la red que realizar una instalación de energía renovable que genere dicha electricidad, es decir alcanzar la paridad de red.

$$Prima_{competitividad} (\text{€/MWh}) = \text{Coste de generación} - \text{Precio mercado}$$

- Hipótesis de rentabilidad: Con esta hipótesis se pretende reflejar el nivel de sobredimensionamiento de las primas de algunas de las energías renovables con respecto a la prima bajo hipótesis de competitividad. Para representar este hecho se considera la prima bajo hipótesis de rentabilidad como la prima necesaria para que la retribución total que perciben los promotores de energías renovables alcance una determinada rentabilidad X% con respecto a la retribución total en el caso de que la prima recibida fuese la de competitividad.

De esta forma, y teniendo en cuenta la ecuación simplificada la retribución total de las energías renovables:

$$Ret.Total (\text{€}) = [Emed \times (Prima + Complementos)] + [Emed \times Pmd]$$

$$Ret.Total (\text{€}) = Emed \times [Prima + Complementos + Pmd]$$

$$Ret.Total (\text{€/MWh}) = [Prima + Complementos + Pmd]$$

La retribución total percibida por los promotores con la prima de competitividad será:

$$Ret.total_{competitividad} = Prima_{competitividad} + Complemento + Pmd$$

Mientras que la retribución total recibida con la prima de rentabilidad sería:

$$\begin{aligned} Ret.total_{rentabilidad} &= Ret.total_{competitividad} + Ret.total_{competitividad} \times \frac{X\%}{100} \\ &= Ret.total_{competitividad} \times \left(1 + \frac{X\%}{100}\right) \end{aligned}$$

Y por lo tanto la Prima de rentabilidad sería:

$$Ret.total_{competitividad} \times \left(1 + \frac{X\%}{100}\right) = Prima_{rentabilidad} + Complementos + Pmd$$

$$Prima_{rentabilidad} = Ret.total_{competitividad} \times \left(1 + \frac{X\%}{100}\right) - Complementos - Pmd$$

Bajo esta hipótesis, la prima equivalente media estaría en mayor o menor grado sobredimensionada sobre la prima de la hipótesis de competitividad, pero hace más atractiva la inversión, permitiendo un mayor desarrollo de las renovables.

La aplicación informática permite la introducción de un valor de rentabilidad para cada una de las energías renovables y para cada uno de los años del periodo. En este documento se van a presentar los resultados aplicando la rentabilidad media de la retribución total de cada una de las energías renovables en el año 2010 con respecto a la retribución total en el caso de que la prima recibida fuese la de competitividad y que se ha calculado empleando la siguiente ecuación:

$$X^{2010}\% = \frac{(Prima_{renta}^{2010} + comp^{2010} + Pmd^{2010}) - Ret.total_{competitividad}^{2010}}{Ret.total_{competitividad}^{2010}} \times 100$$

Donde:

$Prima_{renta}^{2010}$ = Prima equivalente media en €/MWh recibida por las instalaciones de energías renovables en el año 2010. [4]

Las rentabilidades así obtenidas para cada una de las energías renovables se muestran en la tabla 4.8. Cabe destacar que en este documento se considerara que el nivel de rentabilidad del año 2010 se mantiene a lo largo de todo periodo 2011-2020, de forma que se pueda comparar los resultados de este supuesto con los resultados de la hipótesis de competitividad.

Tecnología /año	Rentabilidad (%)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Eólica</i>	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
<i>Fotovoltaica</i>	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2
<i>Termoeléctrica</i>	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14
<i>Hidráulica</i>	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42
<i>Biomasa/Biogás</i>	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63

Tabla 4.8.- Rentabilidad de la retribución total que perciben las instalaciones de energías renovables con respecto a la retribución total en el caso de que la prima recibida fuese la de competitividad

Fuente: [4] y elaboración propia

Para ambas hipótesis es necesario estimar los costes de generación para cada tecnología en cada año del periodo, así como el precio medio del mercado eléctrico. Las estimaciones del precio del mercado que se tendrán en consideración para el cálculo de la prima serán las correspondientes al escenario de referencia o ácido base, mientras que las estimaciones del coste de generación para cada tecnología se han detallado en el capítulo 3 y se recogen conjuntamente en la tabla 4.9.

	Costes de generación (€/MWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Eólica terrestre</i>	77	73	70	69	67	66	64	62	61	59	58
<i>Eólica marina</i>	99	94	90	87	85	83	80	78	77	75	73
<i>Fotovoltaica*</i>	199	184,5	174,5	159	149	136	128	123	107,5	102,5	97,5
<i>Termoeléctrica</i>	265	260	255	238	225	188	170	158	140	133	115
<i>Hidráulica</i>	72	71	70	69	69	68	68	67	67	66	66
<i>Biomasa/Biogás*</i>	114,73	114,54	113,56	112,81	111,93	110,71	109,84	109,56	108,69	108,21	106,56

*En la aplicación informática, para la energía fotovoltaica y para la Biomasa/Biogás se podrán introducir estos valores directamente o bien los valores de sus subtecnologías y un peso de cada una de ellas que permita el cálculo del conjunto.

Tabla 4.9.- Costes de generación de electricidad para cada una de las tecnologías de energía renovable

Fuente: [1] y elaboración propia

Por tanto los costes de generación como la rentabilidad anteriormente explicada deberán ser introducidos como datos en la herramienta informática. Cabe señalar que los costes de generación especialmente en algunas tecnologías son muy difíciles de estimar y para establecer los que se emplearan en este documento y que aparecen en la tabla 4.9, se han asumido una serie de supuestos que puede que en un futuro no se ajusten del todo a la realidad, no obstante en la aplicación informática se pueden introducir según se vayan conociendo datos más actuales y reducir así la incertidumbre final en los resultados.

• Complementos

Existen cuatro complementos que pueden ser aplicados a las instalaciones adscritas al régimen especial, complemento por energía reactiva, complemento por continuidad frente a huecos de tensión, complemento por eficiencia y complemento por repotenciación. A continuación se describe cada uno de ellos:

- Complemento por energía reactiva.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, establece en su artículo 29 que, toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente. Los porcentajes vienen dados en la tabla 4.10.

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Tabla 4.10.- Porcentajes para el cálculo del complemento de energía reactiva.
Fuente: [6]

Posteriormente, el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, modifica los términos de aplicación, fijándose el complemento como un porcentaje del valor de 8,2954 c€/kWh, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía, que queda establecido como muestra la tabla 4.11:

Rango del factor de potencia	Bonificación por cumplimiento %	Penalización por incumplimiento %
Obligatorio	0,00	3,00
Entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo	4,00	0,00

Tabla 4.11.- Porcentajes para el cálculo del complemento de energía reactiva.
Fuente: [25]

Actualmente la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre fija el nuevo valor de referencia en 8,4681 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2011. El valor unitario de la retribución debida a este complemento para el año 2010 para cada una de las energías se ha obtenido de los informes de la CNE [4], y a partir de ese valor se han estimado los valores para el resto de años del periodo. Se muestran en la tabla 4.12.

	Retribución por complemento por energía reactiva (€/MWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Eólica	3,39	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3	3,1	3,2	3,3
Fotovoltaica	1,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3
Termoeléctrica	1,29	1,84	1,8	1,85	1,9	1,9	1,95	1,95	1,95	2	2
Hidráulica	2,98	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3
Biomasa/Biogás	1,66	1,86	2,06	2,26	2,46	2,66	2,86	3,06	3,26	3,46	3,66

Tabla 4.12.- Retribución unitaria debida al complemento por energía reactiva.
Fuente: [4] y elaboración propia.

- Complemento por eficiencia

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo establece que las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible según se recoge en el anexo I de este Real Decreto, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 \times (1/REE_{\text{mínimo}} - 1/REE_i) \times C_n$$

Donde:

$REE_{\text{mínimo}}$ = Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido que aparece en la tabla del anexo I del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

REE_i = Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado y calculado según el anexo I. citado.

C_n = El coste de la materia prima calculada de acuerdo con la formulación recogida en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, tomando nulos los valores de los términos PRQ y α , y los del resto de valores, los de aplicación en el trimestre correspondiente.

Este complemento afecta únicamente a las instalaciones de Biomasa y Biogás y el valor unitario de la retribución debida a este complemento para el año 2010 para dicha fuente de energía se ha obtenido de los informes de la CNE [4] y a partir de ese valor se han estimado los valores para el resto de años del periodo. Se muestran en la tabla 4.13.

	Retribución por complemento por eficiencia (€/MWh)										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa/Biogás	5,54	5,51	5,49	5,46	5,43	5,41	5,38	5,35	5,32	5,30	5,27

Tabla 4.13.- Retribución unitaria debida al complemento de eficiencia.

Fuente: [4] y elaboración propia.

- Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

El Real Decreto 661/2007 establece que, aquellas instalaciones eólicas que, con anterioridad al 1 de enero de 2008, dispongan de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tendrán derecho a percibir un complemento específico, una vez que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a

huecos de tensión, según se establece en los procedimientos de operación correspondientes, y a los que se refiere el artículo 18.e), durante un periodo máximo de cinco años, y que podrá extenderse como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013.

El valor de este complemento, revisado por última vez en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, queda fijado en 0,4104 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2011.

Como datos de la aplicación se deben introducir la potencia de todas las instalaciones con equipos para la actuación frente a huecos de tensión, así como el importe del complemento durante los años en los que se aplique dicho complemento que actualmente es hasta 2013. En la tabla 4.14 se establecen estos datos según las previsiones del PER 2011-2020.

	Complemento por actuación frente a huecos de tensión										
Tecnología /año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalaciones aplicables(MW)	11617	12239	13191	13992	0	0	0	0	0	0	0
Complemento (€/MWh)	4,1	4,1	4,1	4,1	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.14.-Potencia de las instalaciones a las que le es de aplicación el complemento por actuación frente a huecos de tensión y dicho complemento en valor unitario.

Fuente: [12], [1] y elaboración propia.

Con los datos anteriores la aplicación calculará la retribución unitaria debida a este complemento mediante las siguientes fórmulas:

$$Ret.abs.comp \text{ (Mill.€)} = Ins. Pot \text{ (MW)} * 2400 \text{ (h)} * Comp \text{ (€/MWh)} / 10^6$$

$$Ret.Comp \text{ (€/MWh)} = Ret.abs.comp \text{ (Mill.€)} * 10^3 / En.gen \text{ (GWh)}$$

Dando como resultado los siguientes valores:

	Retribución por complemento por actuación frente a huecos de tensión											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
<i>Ret.abs.Comp(Mill.€)</i>	114,3	120,4	129,8	137,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Ret.Comp(€/MWh)</i>	2,7	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Tabla 4.15.- Retribución unitaria debida al complemento por actuación frente a huecos de tensión.

Fuente: elaboración propia.

- Complemento de repotenciación

Según establece la disposición transitoria séptima del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor

potencia, lo que se denominará repotenciación. Para estas instalaciones, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, específica máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017. Como datos de la aplicación se deben introducir la potencia de las instalaciones que se prevé que se repotenciarán, así como el importe del complemento durante los años del periodo estudiado. En la tabla 4.16 se establecen estos datos según las previsiones de repotenciación del PER 2011-2020 y suponiendo que el complemento por repotenciación se mantiene constante.

Tecnología /año	Complemento por repotenciación										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Instalaciones a repotenciar(MW)</i>	0	115	39	86	163	261	425	671	0	0	0
<i>Complemento (€/MWh)</i>	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Tabla 4.16.-Potencia de las instalaciones repotenciadas y valor del complemento de repotenciación en valor unitario.

Fuente: [12], [1] y elaboración propia.

Con los datos anteriores la aplicación calculará la retribución unitaria debida a este complemento mediante las siguientes fórmulas:

$$Ret.abs.comp \text{ (Mill.€)} = Ins. Pot \text{ (MW)} * 2400 \text{ (h)} * Comp \text{ (€/MWh)} / 10^6$$

$$Ret.Comp \text{ (€/MWh)} = Ret.abs.comp \text{ (Mill.€)} * 10^3 / En.gen \text{ (GWh)}$$

Dando como resultado los siguientes valores:

	Retribución por complemento por repotenciación										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Ret.abs.Comp(Mill.€)</i>	0,0	1,9	0,7	1,4	2,7	4,4	7,1	11,3	0,0	0,0	0,0
<i>Ret.Comp(€/MWh)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0

Tabla 4.17.- Retribución unitaria debida al complemento repotenciación.

Fuente: elaboración propia.

4.4.2.2. Cálculos

Una vez determinados e introducidos en la aplicación informática los datos requeridos, se calcularán los indicadores principales del impacto económico de la generación de electricidad de energías renovables con respecto a las fuentes de energía convencional que son:

- Prima equivalente, unitaria y absoluta
- Retribución por complementos, unitaria y absoluta
- Retribución regulada, unitaria y absoluta

- Retribución de mercado
- Retribución total, unitaria y absoluta
- % retribución regulada/retribución total

Estos parámetros se calculan para cada una de las energías renovables (eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, hidráulica y biomasa y biogás) y para el total de todas ellas. Así mismo se calculan en los dos supuestos explicados anteriormente; bajo la hipótesis de competitividad y bajo la hipótesis de rentabilidad. Para ello serán empleadas las siguientes formulas:

- **Cálculos para cada una de las energías:**

- Prima equivalente (Hipótesis Competitividad):

$$Pr.eq \text{ (€/MWh)} = C.gen \text{ (€/MWh)} - P.merc \text{ (€/MWh)}$$

- Prima equivalente (Hipótesis de rentabilidad):

$$Pr.eq. \text{ (€/MWh)} = (Ret.Total.unit.competitividad * (1 + (X\%/100))) - Ret.Comp - P.merc$$

- Prima equivalente absoluta:

$$Pr.eq.abs \text{ (Mill.€)} = Pr.eq \text{ (€/MWh)} * En.gen \text{ (GWh)} / 10^3$$

- Retribución regulada unitaria:

$$Ret.reg.unit \text{ (€/MWh)} = Pr.eq \text{ (€/MWh)} + Ret.Comp \text{ (€/MWh)}$$

- Retribución regulada absoluta:

$$Ret.regulada \text{ (Mill.€)} = Ret.reg.unit \text{ (€/MWh)} * En.gen \text{ (€/MWh)} / 10^3$$

- Retribución de mercado:

$$Ret.merc \text{ (Mill.€)} = P.merc \text{ (€/MWh)} * En.gen \text{ (GWh)} / 10^3$$

- Retribución total unitaria :

$$Ret.total.unit \text{ (€/MWh)} = Ret.reg.unit \text{ (€/MWh)} + P.merc \text{ (€/MWh)}$$

- Retribución total absoluta:

$$Ret.total \text{ (Mill.€)} = Ret.total.unit \text{ (€/MWh)} * En.gen \text{ (€/MWh)} / 10^3$$

- **Cálculos para el total de las energías renovables:**

- Prima equivalente absoluta:

$$Pr.eq.abs \text{ (Mill.€)} = \sum (Pr.eq.abs) \text{ (Mill.€)}$$

- Prima equivalente:

$$Pr.eq \text{ (€/MWh)} = Pr.eq.abs \text{ (Mill.€)} * 10^3 / En.gen \text{ (GWh)}$$

- Retribución regulada absoluta:

$$Ret.regulada \text{ (Mill.€)} = \sum (Ret.regulada) \text{ (Mill.€)}$$

- Retribución regulada unitaria:

$$Ret.reg.unit \text{ (€/MWh)} = Ret.regulada \text{ (Mill.€)} * 10^3 / En.gen \text{ (GWh)}$$

- Retribución de mercado:

$$Ret.merc \text{ (Mill.€)} = P.merc \text{ (€/MWh)} * En.gen \text{ (GWh)} / 10^3$$

- Retribución total absoluta:

$$Ret.total \text{ (Mill.€)} = \sum (Ret.total) \text{ (Mill.€)}$$

- Retribución total unitaria:

$$Ret.total.unit \text{ (€/MWh)} = Ret.total \text{ (Mill.€)} * 10^3 / En.gen \text{ (GWh)}$$

Donde:

Pr.eq: Prima equivalente (€/MWh)

Pr.eq.abs: Prima equivalente absoluta (Mill.€)

Ret.Comp: Retribución por complementos unitaria (€/MWh)

Ret.abs.Comp: Retribución por complementos (Mill.€)

Ret.merc: Retribución de mercado (Mill.€)

Rent: Rentabilidad de la retribución sobre la retribución bajo hipótesis de competitividad (%)

Ret.Reg.unit: Retribución regulada unitaria (€/MWh)

Ret.regulada: Retribución regulada absoluta (Mill.€)

Ret.Total.unit: Retribución total unitaria (€/MWh)

Ret.Total: Retribución total absoluta (Mill.€)

.competitividad: hace referencia a la hipótesis de competitividad

.rentabilidad: hace referencia a la hipótesis de rentabilidad

4.4.2.3. Resultados

Las gráficas que recogen los resultados de los cálculos del apartado anterior separados para cada una de las tecnologías y para cada una de las hipótesis (competitividad y rentabilidad asumiendo que se mantienen durante todo el periodo 2011-2020 los valores de rentabilidad actuales) se pueden consultar en el ANEXO II. En este apartado se va a mostrar tan sólo un resumen de todas ellas para no hacer tediosa la lectura del proyecto.

La aplicación informática, aparte de dar la posibilidad de consultar todas las tablas de resultados en la hoja “Cálculos”, permite en la hoja “Resultados” la visualización de una serie de gráficas que recogen los resultados de los indicadores calculados. Se puede elegir entre dos tipos de gráficas:

- Gráfica. Primas: gráfica que muestra la prima equivalente, el precio del mercado eléctrico y el coste de generación en valores unitarios. De forma que se puede apreciar si la energía estudiada entraría en competitividad con el mercado eléctrico (si el precio del mercado corta al coste de generación)
- Gráfica. Retribución: gráfica que muestra la retribución regulada y la retribución total, en valores unitarios y absolutos. Esta gráfica permite no solo cuantificar la retribución si no también, observar como varía el porcentaje de retribución regulada, que en definitiva es el sobre coste debido a las ayudas a las renovables, con respecto a la retribución total.

Los dos graficas están disponibles para cada una de las dos hipótesis (competitividad y rentabilidad) y dentro de ellas para cada una de las energías renovables y para el total de todas ellas.

A continuación se muestra un resumen de los parámetros calculados; prima media equivalente (en valores absolutos), retribución regulada (en valores absolutos) y retribución total (en valores absolutos y unitarios); para cada energía y para el total de todas ellas, considerando por un lado la hipótesis de competitividad y por otro la hipótesis de rentabilidad manteniendo constante la rentabilidad actual para todo el periodo, y una comparación entre ambos supuestos. Para ilustrar mejor los resultados se acompañan con las gráficas que nos proporciona la aplicación informática.

En primer lugar se presentan en la tabla 4.18 los resultados bajo la hipótesis de competitividad:

		Total energías renovables										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Prima equivalente. Abs.(Mill. €)</i>	<i>Eólica</i>	1651,14	1122,08	904,115	862,617	639,601	513,286	178,047	3,22	4,95	5,275	0
	<i>Fotovoltaica</i>	1010,92	944,03	946,87	877,61	808,70	717,55	641,39	598,85	437,40	374,79	300,25
	<i>Termoeléctrica</i>	156,86	561,38	961,04	1185,75	1257,85	1087,25	1011,08	969,70	836,95	807,47	601,04
	<i>Hidráulica</i>	234,36	171,65	175,22	141,76	121,49	99,92	62,83	28,59	0,00	0,00	0,00
	<i>Biomasa/Biogás</i>	273,54	310,42	319,91	328,18	327,42	290,87	330,00	339,30	344,21	354,60	356,96
	<i>total</i>	3326,82	3109,55	3307,16	3395,93	3155,06	2708,87	2223,35	1939,67	1623,50	1542,14	1258,3
<i>Prima equivalente(€/MWh)</i>		57,82	48,50	46,18	44,55	39,14	32,29	24,81	20,33	16,00	14,23	10,80
<i>Ret.Regulada (Mill.€)</i>	<i>Eólica</i>	1908,98	1352,16	1153,53	1133,61	785,82	672,75	354,93	199,86	206,74	225,07	239,43
	<i>Fotovoltaica</i>	1022,22	962,02	966,81	899,76	831,93	742,92	668,20	627,27	468,72	408,23	337,32
	<i>Termoeléctrica</i>	157,75	566,25	969,52	1197,54	1271,91	1103,00	1029,17	989,82	859,30	833,11	629,80
	<i>Hidráulica</i>	254,90	189,56	198,27	162,61	144,08	123,11	87,06	54,33	27,69	30,08	33,17
	<i>Biomasa/Biogás</i>	299,21	344,81	358,50	369,84	372,82	334,38	385,67	401,94	415,08	435,88	452,51
	<i>total</i>	3643,05	3414,80	3646,64	3763,36	3406,56	2976,16	2525,02	2273,22	1977,53	1932,37	1692,2
<i>Ret.Reg.unitaria (€/MWh)</i>		63,31	53,26	50,92	49,37	42,26	35,48	28,17	23,83	19,49	17,83	14,52
<i>Ret.mercado (Mill.€)</i>		2186,56	3077,81	3652,37	3964,22	4434,78	4765,12	5467	6105,6	6796,48	7587,65	8529,12
<i>Ret.Total (Mill.€)</i>	<i>Eólica</i>	3517,78	3506,54	3580,37	3771,88	3718,33	3831,06	3932,33	4154,42	4567,90	5033,02	5550,53
	<i>Fotovoltaica</i>	1260,82	1293,98	1357,83	1326,26	1305,38	1257,53	1252,15	1276,87	1192,32	1215,47	1241,78
	<i>Termoeléctrica</i>	184,01	693,35	1209,78	1529,04	1679,06	1573,70	1595,01	1650,04	1627,46	1730,30	1682,34
	<i>Hidráulica</i>	516,84	547,78	668,60	596,24	622,20	629,82	634,53	664,31	690,32	756,26	842,47
	<i>Biomasa/Biogás</i>	434,68	568,73	619,31	650,48	689,35	640,81	797,84	878,55	968,30	1085,55	1235,75
	<i>total</i>	5914,12	6610,40	7435,89	7873,91	8014,32	7932,93	8211,87	8624,19	9046,30	9820,60	10552,9
<i>Ret.Total.unitaria (€/MWh)</i>		102,781	103,093	103,831	103,285	99,4296	94,5601	91,6268	90,4003	89,1788	90,6001	90,5686
<i>% (Ret.Regulada/Ret.Total)</i>		62	52	49	48	43	38	31	26	22	20	16

Tabla 4.18.- Resumen de resultados bajo hipótesis de competitividad.
Fuente: elaboración propia.

La retribución total absoluta pasa de casi 6000 Millones de € en el 2010 hasta más de 10.500 Millones de € en el año 2020. El precio del mercado es el factor que más influye en este ascenso, pues la retribución regulada sufre un descenso desde los 3643 millones de € en 2010 hasta los casi 1700 en el año 2020. La figura 4.9 muestra de una forma más intuitiva los resultados.

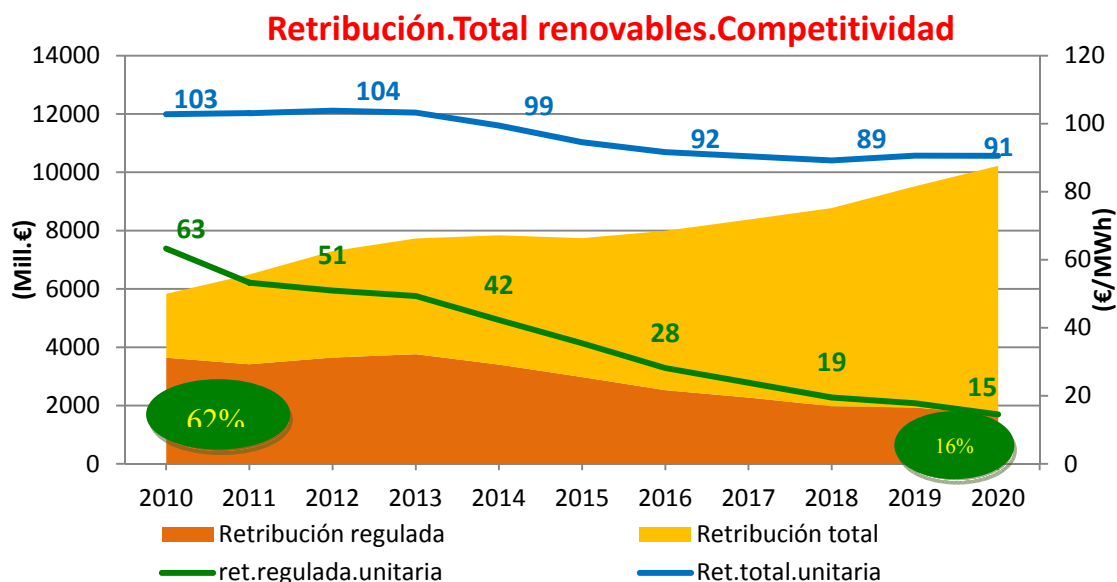


Figura 4.9.- Retribución regulada y retribución total del total de las energías renovables bajo hipótesis de competitividad.
Fuente: elaboración propia

En este caso, la retribución regulada absoluta con respecto a la retribución total supone un 62% en el año 2010 y se reduce hasta el 16% al final del periodo, es decir que el 84% de retribución total que percibirían las instalaciones de energías renovables para la generación de electricidad sería por la venta de la electricidad al precio del mercado. La retribución regulada absoluta se mantiene prácticamente constante hasta el año 2013 por los compromisos ya adquiridos y desciende desde entonces a un ritmo de unos 300 millones de € por año. La retribución regulada unitaria desciende a lo largo de todo el periodo, a un ritmo de 5€/MWh por año ligeramente inferior al caso anterior, pasando de los 63,6 €/MWh en el 2010 hasta los 13,4€/MWh en el año 2020. La retribución total unitaria se mantiene constante hasta el año 2013 y desde entonces desciende ligeramente hasta situarse en los 86,4€/MWh, mientras que la retribución total absoluta aumenta, debido al fuerte incremento esperado en la generación de electricidad, hasta casi los 10500 millones de €.

A continuación se muestran los mismos parámetros considerando la hipótesis de rentabilidad, tomando como rentabilidad de la retribución total con respecto a la retribución bajo hipótesis de competitividad, la existente a finales de 2010 y considerando esta constante a lo largo de todo el periodo, véase la tabla 4.19.

		Total energías renovables										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Prima equivalente. Abs.(Mill. €)</i>	<i>Eólica</i>	1933,27	1403,30	1191,26	1165,07	937,38	819,93	493,09	336,40	371,30	408,92	445,15
	<i>Fotovoltaica</i>	2602,20	2577,17	2660,59	2551,49	2456,22	2304,68	2221,73	2210,39	1942,23	1908,84	1867,50
	<i>Termoeléctrica</i>	184,72	666,35	1144,21	1417,25	1512,06	1325,51	1252,57	1219,52	1083,34	1069,44	855,75
	<i>Hidráulica</i>	303,72	245,16	264,94	221,78	204,99	184,44	147,98	117,74	92,64	101,49	113,06
	<i>Biomasa/Biogás</i>	276,28	314,00	323,81	332,28	331,76	294,90	335,03	344,84	350,31	361,44	364,75
	<i>total</i>	5300,2	5206,0	5584,8	5687,9	5442,4	4929,5	4450,4	4228,9	3839,8	3850,1	3646,2
<i>Prima equivalente(€/MWh)</i>		92,11	81,19	77,98	74,61	67,52	58,76	49,66	44,33	37,85	35,52	31,29
<i>Ret.Regulada (Mill.€)</i>	<i>Eólica</i>	2191,10	1633,38	1440,68	1436,11	1084,03	980,01	670,30	533,05	573,08	628,71	684,59
	<i>Fotovoltaica</i>	2613,51	2595,15	2680,52	2573,64	2479,45	2330,05	2248,53	2238,81	1973,55	1942,28	1904,57
	<i>Termoeléctrica</i>	185,61	671,22	1152,69	1429,04	1526,12	1341,26	1270,66	1239,64	1105,70	1095,07	884,51
	<i>Hidráulica</i>	324,26	263,07	288,00	242,63	227,58	207,63	172,21	143,48	120,33	131,58	146,23
	<i>Biomasa/Biogás</i>	301,94	348,40	362,40	373,94	377,16	338,41	390,69	407,47	421,18	442,72	460,30
	<i>total</i>	5616,4	5511,2	5924,3	6055,4	5694,3	5197,4	4752,4	4562,4	4193,8	4240,4	4080,2
<i>Ret.Reg.unitaria (€/MWh)</i>		97,61	85,95	82,72	79,43	70,65	61,95	53,03	47,82	41,34	39,12	35,02
<i>Ret.mercado (Mill.€)</i>		2186,56	3077,81	3652,37	3964,22	4434,78	4765,12	5467	6105,6	6796,48	7587,65	8529,12
<i>Ret.Total (Mill.€)</i>	<i>Eólica</i>	3799,91	3787,77	3867,51	4074,38	4016,54	4138,31	4247,71	4487,61	4934,24	5436,66	5995,69
	<i>Fotovoltaica</i>	2852,11	2927,12	3071,54	3000,14	2952,90	2844,65	2832,48	2888,41	2697,15	2749,52	2809,03
	<i>Termoeléctrica</i>	211,86	798,33	1392,95	1760,54	1933,27	1811,96	1836,49	1899,86	1873,85	1992,26	1937,05
	<i>Hidráulica</i>	586,20	621,30	758,32	676,25	705,70	714,34	719,69	753,46	782,96	857,76	955,53
	<i>Biomasa/Biogás</i>	437,41	572,32	623,22	654,58	693,69	644,85	802,87	884,08	974,40	1092,39	1243,54
	<i>total</i>	7887,5	8706,8	9713,5	10165,9	10302,1	10154,1	10439,2	10913,4	11262,6	12128,6	12940,8
<i>Ret.Total.unitaria (€/MWh)</i>		137,076	135,787	135,635	133,35	127,813	121,037	116,479	114,396	111,027	111,893	111,063
<i>% (Ret.Regulada/Ret.Total)</i>		71	63	61	60	55	51	46	42	37	35	32

Tabla 4.19- Resumen de resultados bajo hipótesis de rentabilidad.
Fuente: elaboración propia

La retribución asciende desde 7887 millones de € en 2010 hasta unos 12940 millones de € en 2020, pero como puede comprobarse este ascenso se debe en su mayoría al aumento de casi un 50% del precio medio del mercado (en €/MWh) que hace que su retribución alcance cuotas en el 2020 de más de 8500 millones de €. Por el contrario la retribución regulada debida a las primas equivalentes y a los complementos se reduce pasando de los 5616 millones de € en 2010 a los 4080 millones de € en 2020. Los resultados anteriores se muestran en la figura 4.10.

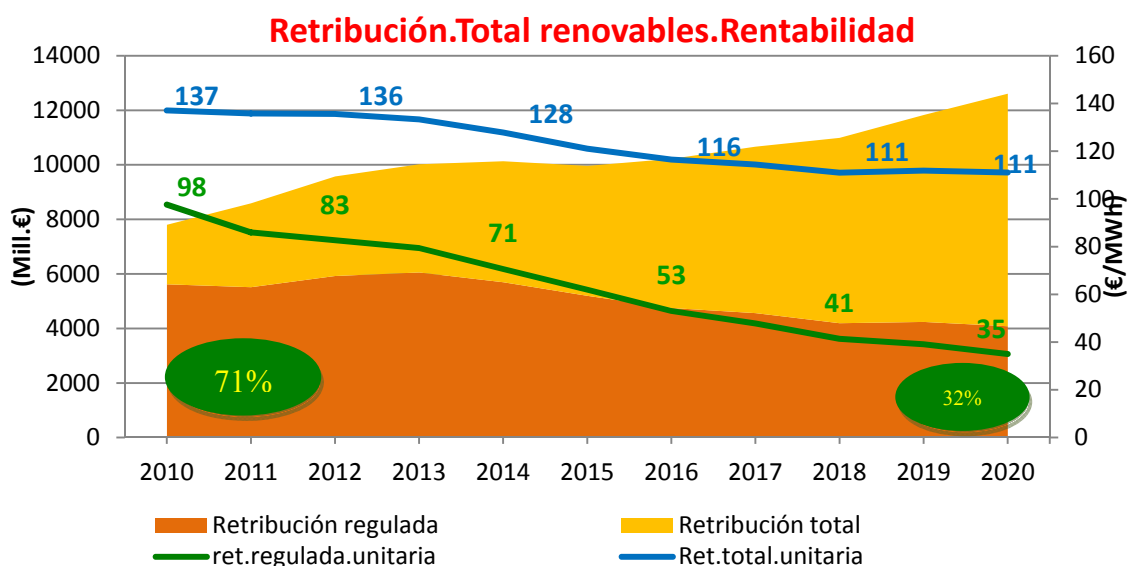


Figura 4.10.- Retribución regulada y retribución total del total de las energías renovables bajo hipótesis de rentabilidad.
. Fuente: elaboración propia

Es significativa la reducción que se produce en el peso que tiene la retribución regulada sobre la retribución total, pasando de suponer el 71% en 2010 a un 32% en 2020. La retribución regulada absoluta se incrementa hasta el año 2014, debido a los compromisos ya adquiridos, y a partir de entonces comienza un descenso provocado por la conjunción del aumento del precio del mercado y el descenso de los costes de generación. Además la retribución regulada unitaria desciende de forma muy acusada a un ritmo de unos 6€/MWh por año, pasando de los 97,61 €/MWh al principio del periodo hasta los 35,02 €/MWh al final del mismo. Por otro lado, la retribución total unitaria, tras alcanzar un máximo en el 2012 de 137 €/MWh comienza a descender hasta los 111 €/MWh al finalizar el periodo, pero a pesar de este descenso, la retribución total en valores absolutos, como se ha comentado anteriormente aumenta hasta casi los 13000 millones de € en 2020, debido al aumento de la generación de electricidad.

Analizados cada uno de los casos, se procede a la comparación de ambos. Para ello se analiza la diferencia de retribución regulada que existe entre los dos supuestos pues el análisis de la retribución total es irrelevante, ya que tal y como se ha definido ésta en apartados precedentes, es la suma de la retribución regulada y de la retribución de mercado, que es la misma en ambos casos de estudio. La tabla 4.20 nos muestra los valores de la diferencia entre las dos retribuciones reguladas, así como la retribución regulada acumulada, para cada una de las tecnologías y para el total de todas ellas.

	Diferencia de la retribución regulada entre hipótesis de rentabilidad e hipótesis de competitividad (Millones de €)												Σ
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Eólica	282	281	287	303	298	307	315	333	366	404	445	3622	
Fotovoltaica	1591	1633	1714	1674	1648	1587	1580	1612	1505	1534	1567	17645	
Termoeléctrica	28	105	183	231	254	238	241	250	246	262	255	2294	
Hidráulica	69	74	90	80	83	85	85	89	93	101	113	962	
Biomasa/Biogás	3	4	4	4	4	4	5	6	6	7	8	54	
TOTAL	1973	2096	2278	2292	2288	2221	2227	2289	2216	2308	2388	24577	

Tabla 4.20.- Diferencia de la retribución regulada entre hipótesis de rentabilidad e hipótesis de competitividad.

Fuente: elaboración propia.

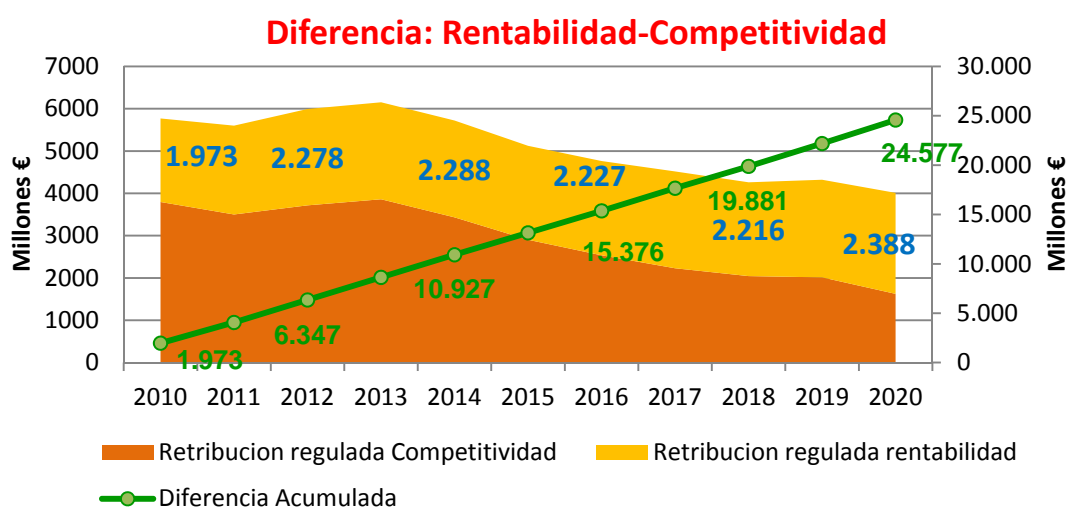


Figura 4.11.- Diferencia entre la retribución regulada bajo la hipótesis de rentabilidad y la de competitividad.

Fuente: elaboración propia

Como puede observarse el sobredimensionamiento de la retribución regulada según los actuales criterios crece desde 1973 millones de € en el 2010 hasta los 2278 millones de € en el año 2012 para después mantenerse en el rango de los 2200 y los 2300 millones de €, hasta alcanzar el máximo en el año 2020 con 2388 millones de €, acumulando a lo largo del periodo 2010-2020 una cantidad de 24577 millones de €, que supone el sobrecoste a pagar por los usuarios a las instalaciones de energías renovables en caso de continuar el sistema de primas actual en lugar de ajustar éste de forma que la prima sea igual a la diferencia entre los costes de generación y el precio medio del mercado eléctrico.

Analizando cada una de las energías por separado, se observa que la fotovoltaica es la que posee las primas más sobredimensionadas, sobrepasando los 17500 millones a lo largo de todo el periodo, seguida de la energía eólica que acumularía unos sobrecostes de más de 3622 millones de €, debido eso sí, a la mayor producción eléctrica con energía eólica sobre el resto de tecnologías. En cuanto a la biomasa y el biogás, se observa que sus valores son relativamente bajos, es decir que la retribución regulada que perciben y percibirían en caso de mantenerse la cantidad de primas actual es la menos

sobredimensionada con respecto a la que percibirían en el caso de hipótesis de competitividad. Este hecho podría explicar porque actualmente existe tan poca instalación de potencia relacionada con la producción de electricidad mediante biomasa y biogás.

Como se ha comentado anteriormente, el precio del mercado eléctrico va a ser un factor determinante en la retribución de las energías renovables, por tanto resulta interesante realizar un análisis de sensibilidad que indique el valor de la prima y la retribución bajo otros escenarios de precios del mercado. Para ello se han introducido como datos en la aplicación informática los precios del mercado del escenario ácido bajo y ácido alto que aparecen en la tabla 4.6 y se han comparado ambos resultados con los obtenidos considerando el escenario ácido base. La figura 4.12 muestra la evolución de las primas para cada uno de los escenarios y para cada una de las dos hipótesis de estudio.

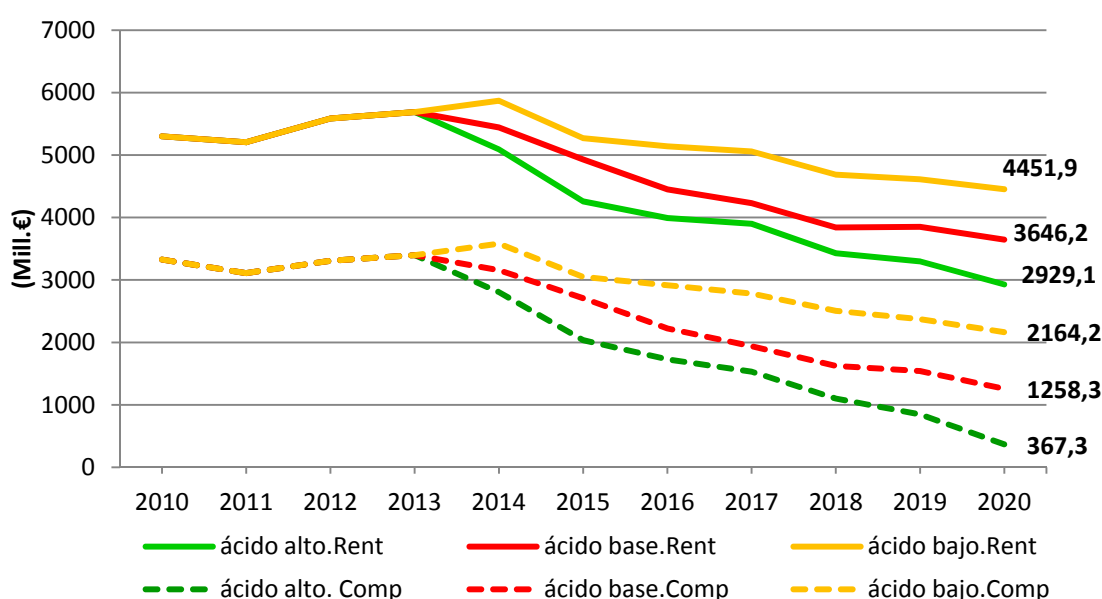


Figura 4.12.- Evolución de las primas para cada uno de los escenarios de precio del mercado y para cada una de las dos hipótesis de estudio.
Fuente: elaboración propia

Como puede observarse, para ambas hipótesis el precio del mercado eléctrico es un factor muy influyente que puede hacer variar la prima desde los 2929 millones de € del escenario ácido alto de la hipótesis de rentabilidad en el año 2020 hasta los 4452 millones de € en el escenario ácido bajo en el mismo año. De igual forma para la hipótesis de competitividad el rango de variación entre los escenarios extremos es muy elevado.

Para ver mejor este hecho, se muestra en la figura 4.13, la evolución de la participación de la retribución regulada en la retribución total para los diferentes escenarios de precios del mercado eléctrico, en el caso de la hipótesis de rentabilidad. Y como puede observarse, bajo el escenario de precios más bajos, la participación de la retribución regulada sería del 42% en el año 2020, muy por encima del 22% que se daría en el supuesto de que el escenario de precios fuese el ácido alto.

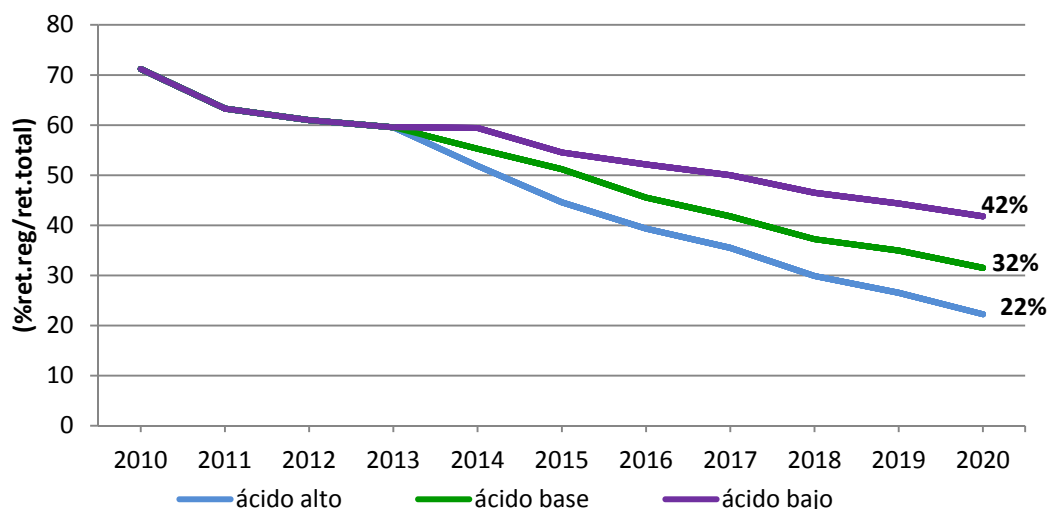


Figura 4.13.- Evolución de la participación de la retribución regulada en la retribución total para los diferentes escenarios de precios del mercado eléctrico, en el caso de la hipótesis de rentabilidad

Fuente: elaboración propia

Otro dato importante que se obtiene al analizar los diferentes resultados obtenidos con la herramienta informática para cada una de las tecnologías (en ANEXO II se encuentran todas las gráficas obtenidas), es que algunas tecnologías podrían entrar en competitividad a lo largo del periodo 2011-2020, es decir, que el precio del mercado (considerando el escenario ácido base) igualará los costes de generación. Es el caso de la eólica terrestre y marina y de la energía hidráulica, véanse las figuras 4.14 y 4.15.

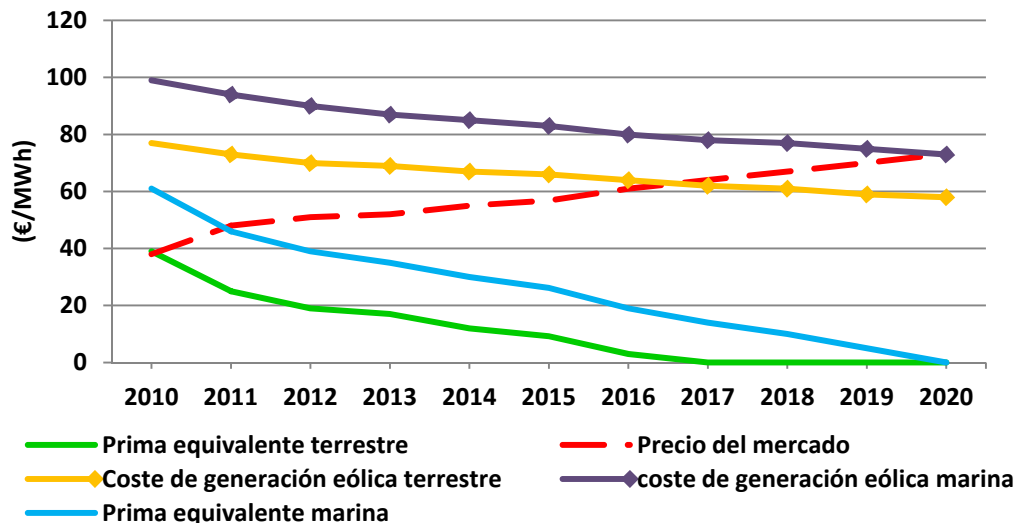


Figura 4.14.- Precio del mercado, costes de generación y primas bajo hipótesis de competitividad para la energía eólica terrestre y marina.

Fuente: elaboración propia

Como puede observarse en la figura 4.14, la curva de los costes de generación de la eólica terrestre corta al precio medio del mercado a mediados del año 2016, lo cual indica que de cumplirse las previsiones, la eólica terrestre no necesitaría la prima para ser competitiva con el mercado. De igual forma, de cumplirse las previsiones, la eólica marina entraría en competitividad en el año 2020, a partir de entonces no sería necesario que continuará recibiendo primas a las producción.

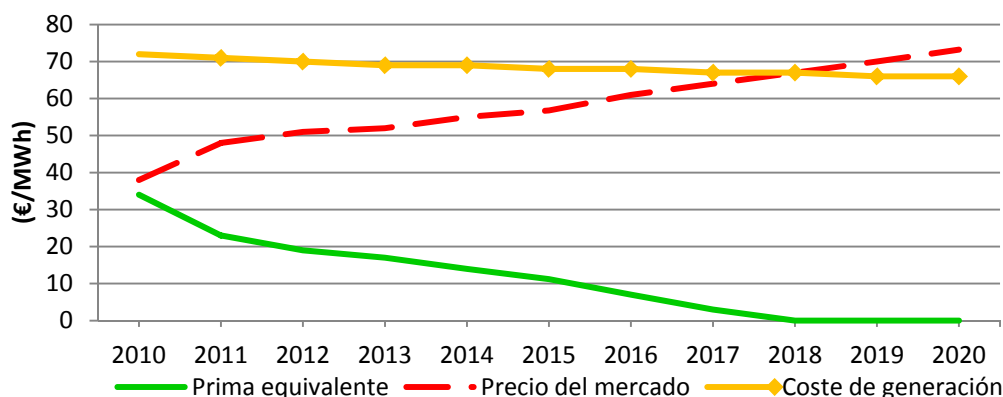


Figura 4.15.- Precio del mercado, costes de generación y primas bajo hipótesis de competitividad para la energía hidráulica.

Fuente: elaboración propia

El corte de las curva de costes y de la curva del precio del mercado en la figura 4.15 marca el año en el que la energía hidráulica pasaría a ser competitiva en el mercado, el 2018, y por tanto a partir de entonces la prima podría desaparecer.

Finalmente, a la vista de los resultados obtenidos se pueden extraer una serie de consideraciones del estudio realizado:

- Las ayudas a la producción de electricidad con energías renovables se encuentran sobredimensionadas con respecto a las necesarias para que las tecnologías sean competitivas con el mercado eléctrico.
- Se espera que el impacto económico de las ayudas para las energías renovables se reduzca a lo largo del periodo 2011-2020 a pesar del incremento de generación previsto, como consecuencia de la reducción de los costes de generación y especialmente debido al aumento del precio del mercado.
- Existe una gran sensibilidad al precio del mercado de la electricidad, de forma que la participación de la retribución regulada con respecto a la retribución total en el año 2020, tendrá un importante rango de variación en función de dicho precio.
- Existen ciertas tecnologías como la energía eólica terrestre y marina y la energía hidráulica que de cumplirse las previsiones, serías competitivas con el mercado eléctrico a lo largo del periodo 2011-2020.

Capítulo 5

Presupuesto

El presupuesto estimado para la realización de este proyecto se puede observar en la figura 5.1, y asciende a cinco mil doscientos sesentaisiete euros.



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior

PRESUPUESTO DE PROYECTO

1.- Autor: Alberto Guzmán Peces

2.- Departamento: Ingeniería Eléctrica

3.- Descripción del Proyecto:


- Título **Producción de energía eléctrica con energías renovables en España.**
- Duración (meses) **6**
- Tasa de costes Indirectos: **20%**

4.- Presupuesto total del Proyecto (valores en Euros):

Euros

5.- Desglose presupuestario (costes directos)

PERSONAL

Apellidos y nombre	N.I.F. (no rellenar)	Categoría	Dedicación (hombres mes) ^{a)}	Coste hombre mes	Coste (Euro)	Firma de conformidad
Alberto Guzmán Peces		Ingeniero Senior	1	4.289,54	4.289,54	
					0,00	
					0,00	
					0,00	
					0,00	
Hombres mes 1				Total	4.289,54	

^{a)} 1 Hombre mes = 131,25 horas. Máximo anual de dedicación de 12 hombres mes (1575 horas)
Máximo anual para PDI de la Universidad Carlos III de Madrid de 8,8 hombres mes (1.155 horas)

EQUIPOS

Descripción	Coste (Euro)	% Uso dedicado proyecto	Dedicación (meses)	Periodo de deprecia	Coste imputabl e ^{d)}
Ordenador personal	1.000,00	100	6	60	100,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
					0,00
Total					100,00

^{d)} Fórmula de cálculo de la Amortización:

$$\frac{A}{B} \times C \times D$$

A = nº de meses desde la fecha de facturación en que el equipo es utilizado

B = periodo de depreciación (60 meses)

C = coste del equipo (sin IVA)

D = % del uso que se dedica al proyecto (habitualmente 100%)

SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS

Descripción	Empresa	Coste
Total		0,00

OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO^{e)}

Descripción	Empresa	Costes
desplazamientos		
Total		0,00

^{e)} Este capítulo de gastos incluye todos los gastos no contemplados en los conceptos

6.- Resumen de costes

Presupuesto Costes Totales	Presupuesto Costes Totales
Personal	4.290
Amortización	100
Subcontratación de tareas	0
Costes de funcionamiento	0
Costes Indirectos	878
Total	5.267

Figura 5.1.- Presupuesto del Proyecto de fin de carrera.

Capítulo 6

Conclusiones.

Haciendo un análisis una vez concluida la redacción del proyecto puede decirse que se han alcanzado los principales objetivos perseguidos; el análisis de la situación de la producción de electricidad con energías renovables en España y su evolución futura en el horizonte de 2020, elaborando para apoyo de lo anterior una herramienta informática que permita evaluar los costes de la opción renovable adoptada por España.

En el capítulo 2 se ha presentado la situación energética en España de una forma general haciendo hincapié en las energías renovables para producción eléctrica y posteriormente en el capítulo 3 se ha particularizado para cada una de las tecnologías de generación, analizando su situación actual, las diferentes opciones tecnológicas actuales y futuras, el potencial por desarrollar, la normativa bajo la que se ordena cada una de ellas, los aspectos retributivos y costes de generación y los objetivos de potencia y de generación previstos en el horizonte 2020 para contribuir a cumplimiento de los objetivos globales marcados por la Directiva Europea 2009/28/CE.

Finalmente en el capítulo 4 se han expuesto por un lado, los efectos sociales, económicos y medioambientales positivos de la introducción de las energías renovables que se estima que se logren en el periodo 2011-2020 y por otro se ha analizado el impacto económico que tiene la política de fomento de las energías renovables y su estimación en el horizonte de 2020, para lo cual se ha creado una aplicación informática que ha permitido evaluar dicho impacto mediante el cálculo de una serie de indicadores bajo distintas hipótesis y escenarios de sensibilidad, cumpliéndose así el objetivo marcado antes de la realización de este proyecto.

En cuanto a mi experiencia personal en la realización del presente proyecto, haciendo un análisis global, considero que ha supuesto un complemento más a mi formación, por un lado por la aplicación de conocimientos aprendidos a lo largo de la carrera y los nuevos conocimientos aportados por el gran volumen y la diversidad de documentos manejados y por otro lado, especialmente por haber desarrollado mi capacidad de valoración, síntesis y mi iniciativa, pues sobre unas pautas marcadas por el tutor he dispuesto de libertad de diseño y ejecución, lo que me ha llevado a tener que enfrentar una serie de problemas y buscar la solución más idónea, situación similar a la que se me puede plantear en mi futuro profesional.

Más concretamente, el desarrollo del proyecto, me ha permitido tener un mayor conocimiento del sector de las renovables para generación de electricidad, desde aspectos tecnológicos que desconocía, hasta los modelos de retribución, así como a desenvolverme en el manejo de normativa e interpretación de la legislación y en la búsqueda de fuentes de información. Por otro lado un documento de estas características te obliga a aprender ciertos aspectos en cuanto a la redacción de proyectos con los que no se suele estar familiarizado. Finalmente, el desarrollo de la herramienta informática, me ha supuesto un reto, pues partía de cero, y he tenido que ingeniar desde el diseño externo, hasta el diseño operativo, estableciendo una serie de supuestos que me



permitieran alcanzar el objetivo final de reflejar el impacto económico de las renovables. Para lo cual he tenido que profundizar en el conocimiento de ciertos programas informáticos e investigar y aprender el manejo de distintas funciones con las que no estaba familiarizado.

Bibliografía

- [1] Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011
- [2] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, www.idae.es. Consulta: agosto-diciembre 2011.
- [3] MITyC, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, www.mityc.es. Consulta: agosto-diciembre 2011.
- [4] Informe del Consejo 3-2-2011 de la CNE. Informe sobre los resultados de la liquidación de las primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.
- [5] Fundación para Estudios sobre la energía. “Energías renovables para la generación de electricidad en España”.
- [6] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [7] EWEA, European Wind Energy Association, www.ewea.org. Consulta: Septiembre 2011
- [8] GWEC, Global Wind Energy Council, www.gwec.net. Consulta: Septiembre 2011.
- [9] CENER, Centro Nacional de Energías Renovables, www.cener.com. Consulta: Noviembre 2011.
- [10] Unidad Editorial Conferencias y Formación. “Eólica de pequeña potencia”.14 de abril de 2010.
- [11] PSE-Minieólica, Proyecto Singular Estratégica “Fomento de la tecnología eólica de pequeña potencia
- [12] Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [13] Boston Consulting Group, www.bcg.com. Consulta: septiembre 2011.
- [14] EPIA, European Photovoltaic Industry Association , www.epia.org. Consulta: Octubre 2011.
- [15] NREL, National Renewable Energy Laboratory , www.nrel.gov. Consulta: Noviembre 2011.
- [16] Estudio técnico PER 2011-2020. “Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial. Estudio técnico”.
- [17] FIRCO. Fideicomiso de Riesgo Compartido. “Aprovechamiento de biogás para la generación eléctrica en el sector agropecuario”. Mayo 2007
- [18] IEA, International Energy Agency , www.iea.org. Consulta: Agosto 2011.
- [19] EU observer, www.euobserver.com. Consulta: Agosto 2011.
- [20] PSE-PROBIOGÁS. Proyecto Singular Estratégico sobre biogás agroindustrial en España. 2008.
- [21] Acciona, www.acciona.es. Consulta. Julio 2011.
- [22] IGG, Istituto di Geoscienze e Georisorse, www.igg.cnr.it. Consulta: Octubre 2011.
- [23] Deloitte, www.deloitte.es. Consulta: Agosto 2011.
- [24] ISTAS, Instituto Sindical de Trabajo Ambiente y Salud. www.istas.ccoo.es. Consulta: Noviembre 2011
- [25] Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- [26] ASIF, Asociación de la Industria Fotovoltaica, www.asif.org. Consulta: Octubre 2011
- [27] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/
- [28] Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de la energía, que regula la solicitud de información u los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [29] Sesión plenaria del Parlamento Europeo 17-12-2008, www.europarl.europa.eu. Consulta: Octubre 2011.
- [30] REE, Red Eléctrica de España. www.ree.es . Consulta: Septiembre 2011.
- [31] Wikipedia. Consulta: Noviembre 2011.
- [32] CNE, Comisión Nacional de la energía. www.cne.es. Consulta: Octubre 2011.
- [33] Social Energy, www.socialenergy.net. Consulta: Agosto 2011.
- [34] Solarpedia, www.solarpedia.es. Consulta: Octubre 2011.
- [35] Ramón La Fuente Betanzos, “Central Solar Termoeléctrica de 49,9 MW con almacenamiento térmico”. Septiembre 2010.
- [36] Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Agrícolas de Valencia y Castellón. “Valorización energética: producción de biogás mediante co-digestión anaerobia de residuos/subproductos orgánicos agroindustriales”. Marzo 2011.
- [37] APPA, Asociación de productores de energías renovables, “Inventario de biomasa, biogás y pellets”. Año 2011

ANEXO I

Este Anexo se incluye para explicar los componentes y formación de la prima, definida según la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de la Energía, se define la prima como el precio al que se valora la energía netamente producida cuyo importe total será liquidado por las instalaciones de producción en régimen especial con la CNE, cuando la opción de venta de energía eléctrica sea la correspondiente a la letra b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo [28].

La prima se determina en función del precio del mercado diario de electricidad en cada hora y de unos parámetros que se establecen por normativa para cada tipo de instalación y que son el límite superior, el límite inferior y la prima de referencia. Los valores de estos parámetros para el año 2010 se presentan en el capítulo 3 para tipo de tecnología.

Las ecuaciones que definen la prima son las siguientes:

- Si $P_{md} \leq L_{inf} - P_{Ref}$

$$Prima = L_{inf} - P_{md} \quad Y \quad Ret = L_{inf}$$

- Si $L_{inf} - P_{Ref} \leq P_{md} \leq L_{Sup} - P_{Ref}$

$$Prima = P_{Ref} \quad Y \quad Ret = P_{Ref} + P_{md}.$$

- Si $L_{Sup} - P_{Ref} \leq P_{md} \leq P_{md} + P_{Ref}$.

$$Prima = L_{Sup} - P_{md} \quad Y \quad Ret = L_{Sup}$$

- Si $P_{md} \geq L_{Sup}$

$$Prima = 0 \quad Y \quad Ret = P_{md}$$

Donde:

Ret = Retribución total

P_{md} = Precio del mercado diario de electricidad

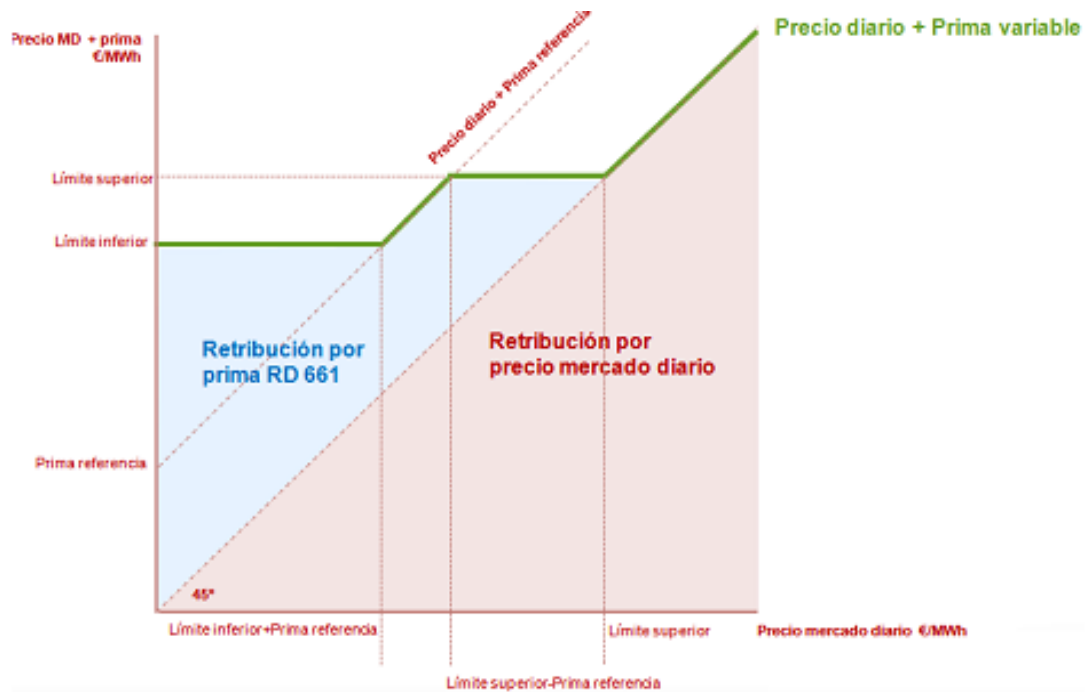
L_{Sup} = Límite superior

L_{inf} = Límite inferior

P_{Ref} = Prima de referencia

Por tanto, para los valores más bajos del precio del mercado diario, la prima garantizará que la retribución sea de un valor constante igual al límite inferior. Para valores intermedios del precio del mercado, la prima es fija por lo que la retribución asciende linealmente desde el valor del límite inferior hasta el valor del límite superior, una vez que la retribución alcanza este valor, permanece constante hasta que el precio del mercado diario alcance el valor del límite superior. A partir de ese momento, la prima

se hace cero y la retribución percibida será la correspondiente al precio del mercado diario. De una forma más intuitiva puede apreciarse este proceso en la figura AnexoI.1.



Anexo I 1. Formación de la prima en la retribución con opción b)
Fuente: [30]

ANEXO II

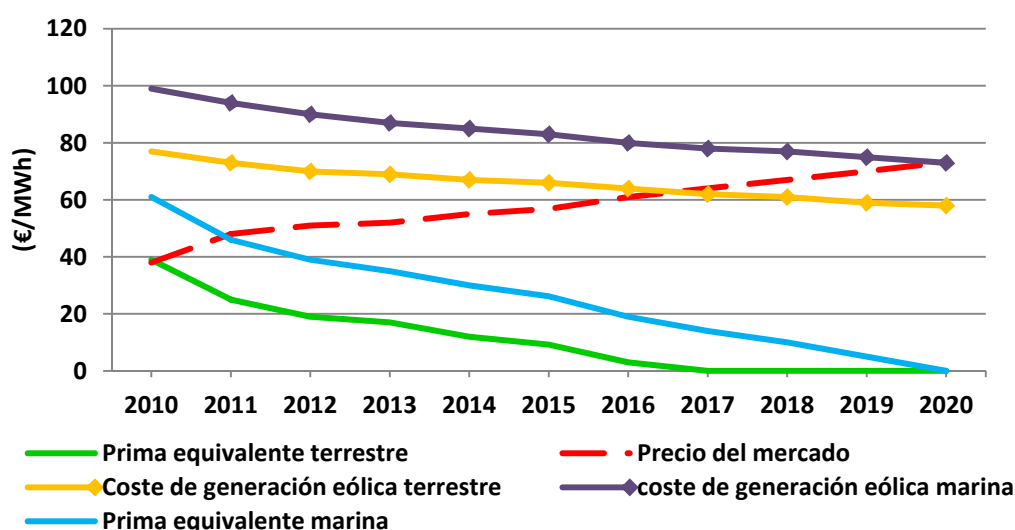
En este Anexo se agrupan todas las gráficas que muestran los resultados obtenidos con la herramienta informática para cada una de las energías renovables a estudio, y para cada una de las hipótesis, de competitividad y de rentabilidad. Los resultados mostrados bajo la hipótesis de rentabilidad toman como valor de rentabilidad para todo el periodo 2011-2020 la rentabilidad que obtuvieron en el año 2010. Como se ha comentado en el capítulo 4, este valor se trata de la rentabilidad de la retribución percibida por las instalaciones de energías renovables sobre la retribución que percibirían bajo la hipótesis de competitividad, es decir cuando la prima es la necesaria para igualar los costes de generación y por tanto hacer competitiva la tecnología sin sobredimensionar la ayuda.

Así mismo se muestran para cada una de las hipótesis los dos tipos de gráficas comentados en el capítulo 4:

- **Gráfica. Primas:** gráfica que muestra la prima equivalente, el precio del mercado eléctrico y el coste de generación en valores unitarios. De forma que se puede apreciar si la energía estudiada entraría en competitividad con el mercado eléctrico (si el precio del mercado corta al coste de generación)
- **Gráfica. Retribución:** gráfica que muestra la retribución regulada y la retribución total, en valores unitarios y absolutos. Esta gráfica permite no solo cuantificar la retribución si no también, observar como varía el porcentaje de retribución regulada, que en definitiva es el sobrecoste debido a las ayudas a las renovables, con respecto a la retribución total.

1. Eólica

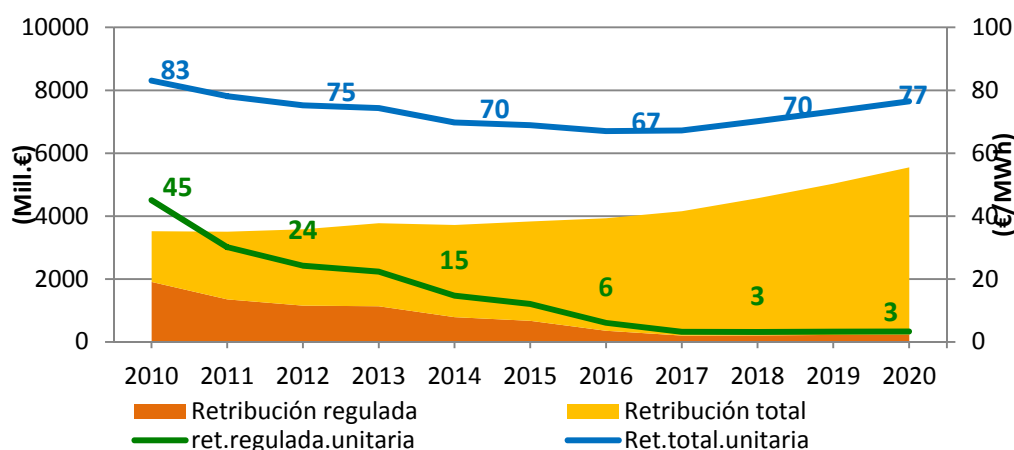
1.1. Resultados bajo hipótesis de competitividad



Anexo II 1. Eólica. Primas. Competitividad

Como puede observarse en la figura Anexo II.1, la curva de los costes de generación de la eólica terrestre corta al precio medio del mercado a mediados del año 2016, lo cual indica que de cumplirse las previsiones, la eólica terrestre no necesitaría la prima para ser competitiva con el mercado, por lo que ésta es cero.

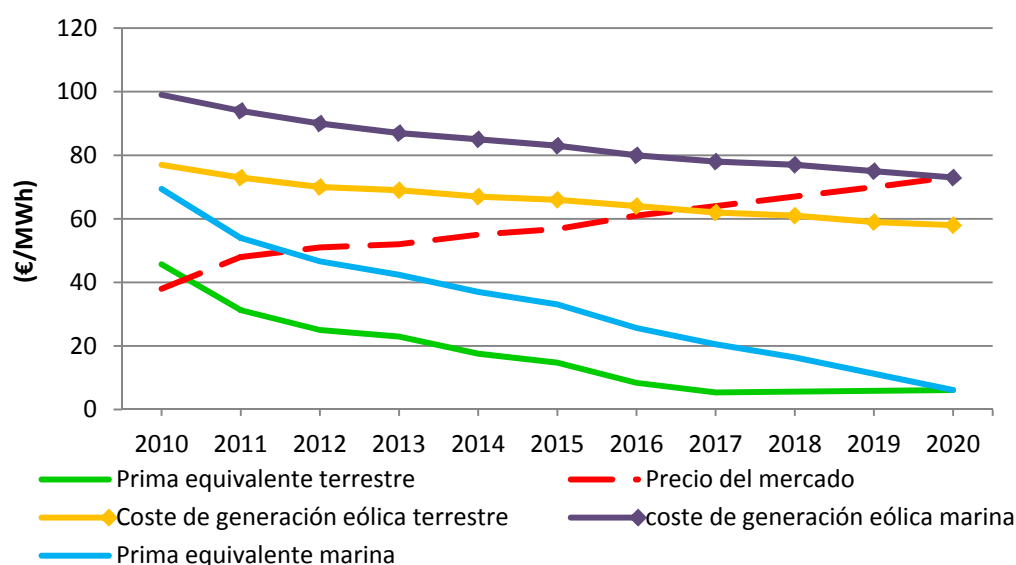
De igual forma la eólica marina entraría en competitividad en el año 2020, a partir de entonces no sería necesario que continuará recibiendo primas a las producción.



Anexo II 2. Eólica. Retribución. Competitividad

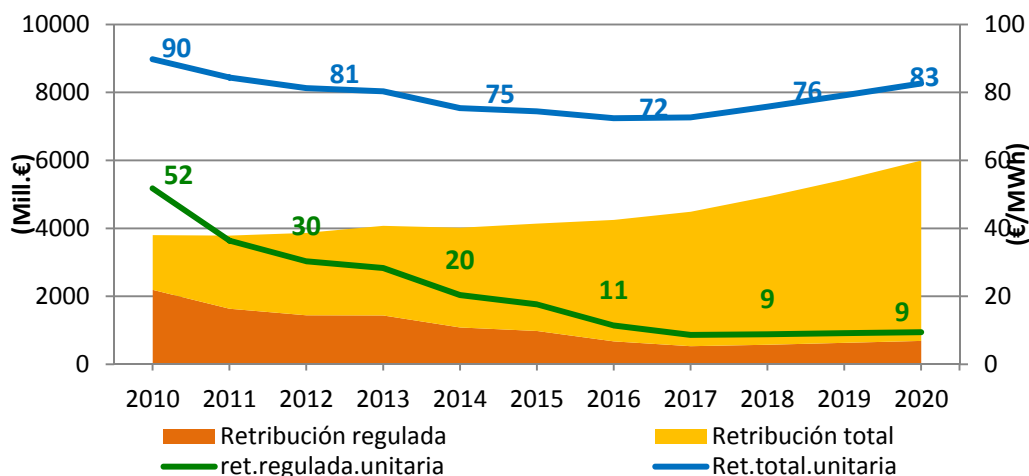
La retribución regulada pasa de suponer el 54% del total de la retribución en el año 2010 a tan sólo el 4% del total de la retribución en el 2020. A pesar de ello la retribución total en 2020 en valores unitarios no experimenta un reducción considerable debido especialmente al aumento del precio del mercado eléctrico.

1.2. Resultados bajo hipótesis de rentabilidad



Anexo II 3.Eólica. Primas. Rentabilidad

Bajo la hipótesis de rentabilidad, a pesar de que la curva de costes corta a la del precio del mercado, la prima no se anula, pues debe aportar una cierta rentabilidad a la retribución con respecto a la retribución bajo la hipótesis de competitividad.

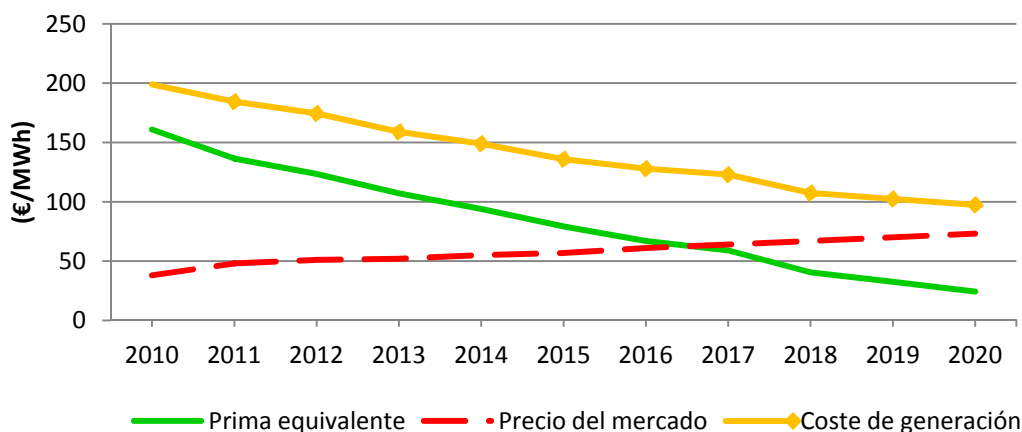


Anexo II 4. Eólica. Retribución. Rentabilidad

En cuando a la retribución regulada, supone un 58 % en el año 2010 y si se cumplen las previsiones supondrá un 11% en el 2020.

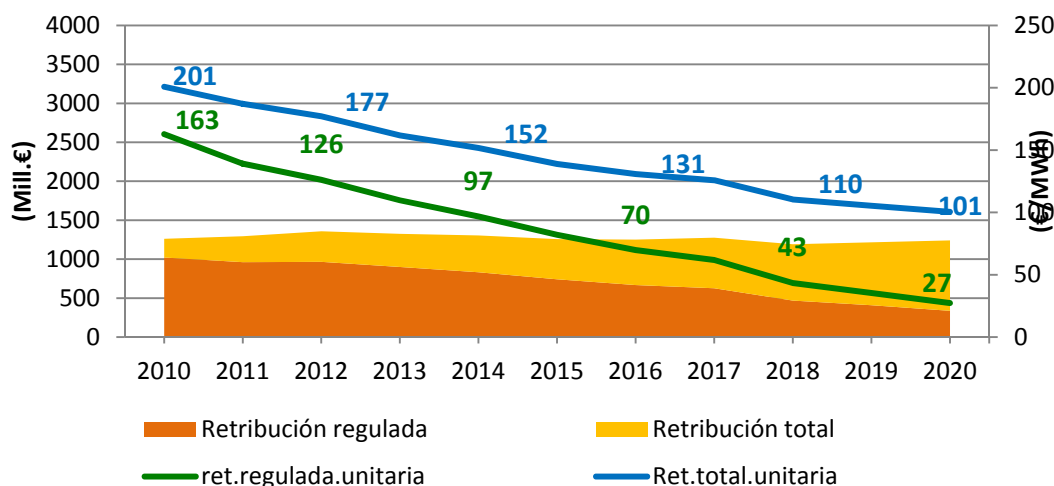
2. Solar fotovoltaica

2.1. Resultados bajo hipótesis de competitividad



Anexo II 5. Fotovoltaica. Primas. Competitividad

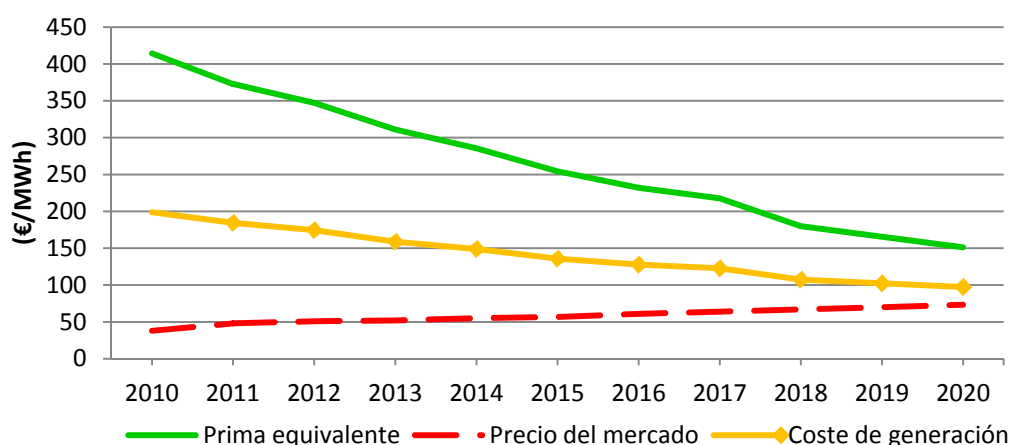
La figura AnexoII.5 muestra que el precio del mercado eléctrico no igualará en ningún momento del periodo de estudio a los costes de generación, por lo que se deberá mantener las primas si se quiere que la tecnología sea rentable. No obstante, es destacable el importante del valor unitario de la prima, desde los 161 €/MWh en el 2010 a unos 25€/MWh en el 2020.



Anexo II 6. Fotovoltaica. Retribución. Competitividad

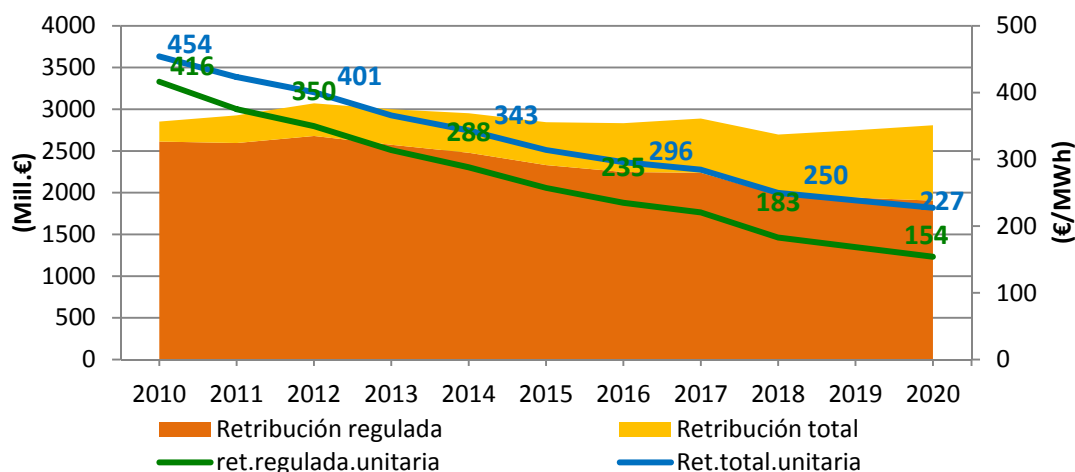
La retribución regulada hubiera supuesto bajo la hipótesis de competitividad un 81% de la retribución total en el 2010, y descendería hasta el 27 % en el año 2020. Estos grandes porcentajes dan una idea de los altos costes de generación de la tecnología, que requiere de una prima muy elevada para poder hacerla competitiva y téngase en cuenta además que bajo esta hipótesis la prima es la mínima para conseguir la competitividad en el mercado

2.2. Resultados bajo hipótesis de rentabilidad



Anexo II 7. Fotovoltaica. Primas. Rentabilidad

Comparando la figura AnexoII.7 con la Figura AnexoII.5, se ve el gran sobredimensionamiento de la prima fotovoltaica que en el 2010 supuso 415 €/MWh en lugar los 161 €/MWh necesarios para junto con el precio del mercado igualar a los costes de generación. A pesar del descenso esperado de los costes de generación y del aumento del precio del mercado eléctrico, de continuar el nivel de rentabilidad del año 2010 durante todos los años del periodo, en el 2020 la prima sería de unos 150 €/MWh, muy superior a la de las demás tecnologías.

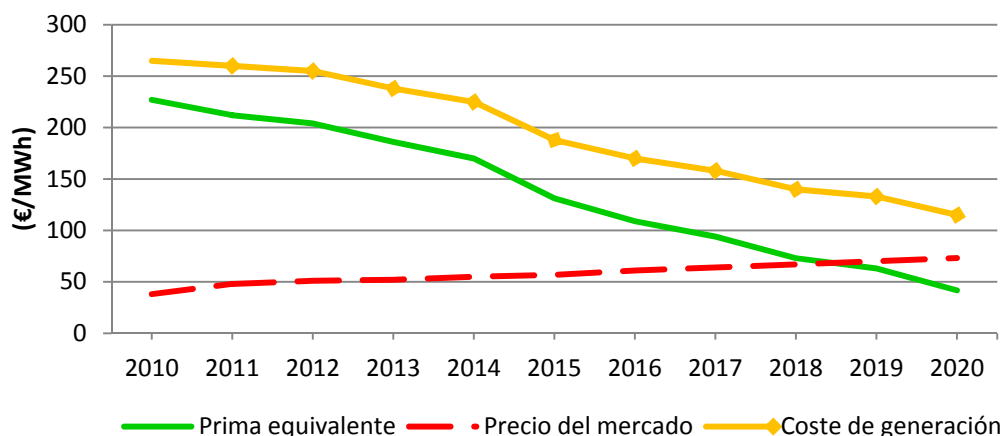


Anexo II 8. Fotovoltaica. Retribución. Rentabilidad

La figura AnexoII.8 muestra de forma muy intuitiva el nivel de sobredimensionamiento de la retribución regulada que supuso en el 2010 un 92% de la retribución total y que de continuar la tendencia actual, supondría en el 2020 un 68%, todo ello a pesar del incremento esperado del precio del mercado y la reducción de los costes de generación.

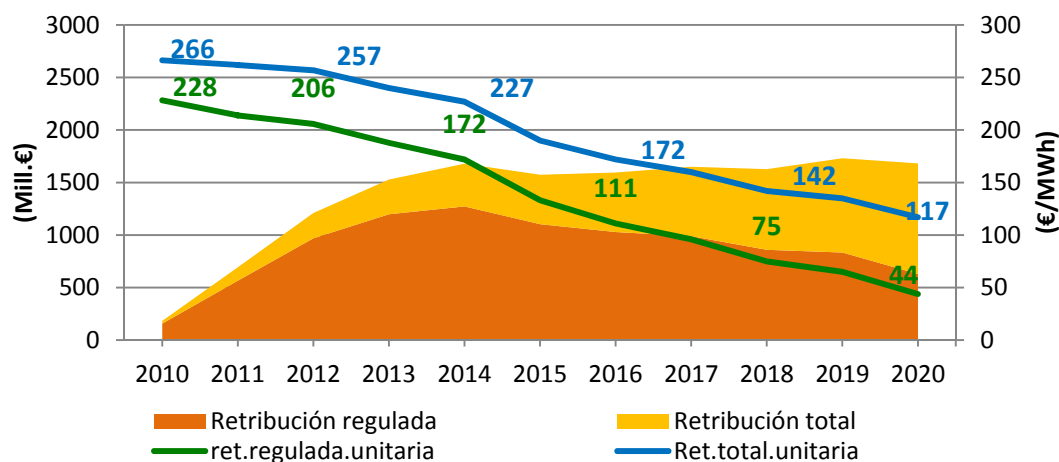
3. Solar termoelectrica

3.1. bajo hipótesis de competitividad



Anexo II 9. Termoelectrica. Primas. Rentabilidad

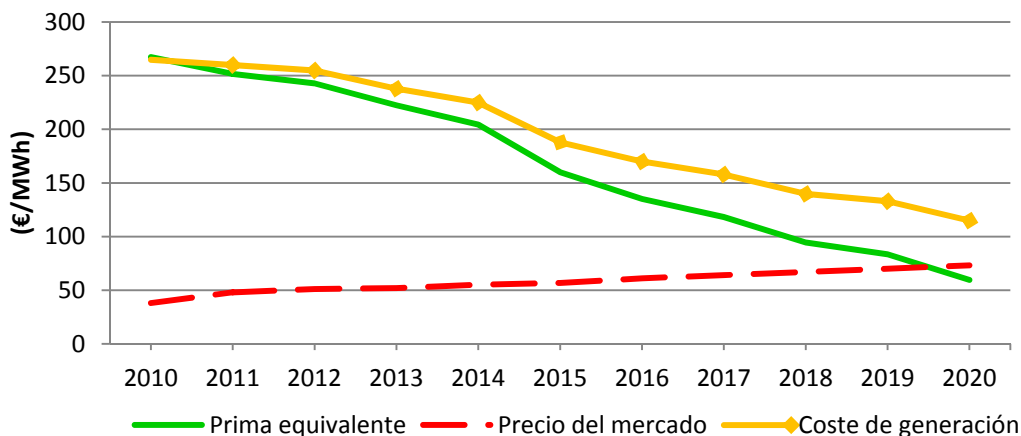
La figura AnexoII.9 muestra que el precio del mercado eléctrico no igualará en ningún momento del periodo de estudio a los costes de generación, por lo que se deberá mantener las primas si se quiere que la tecnología sea rentable. No obstante, es destacable el importante del valor unitario de la prima, desde los 227 €/MWh en el 2010 a unos 42€/MWh en el 2020.



Anexo II 10. Termoeléctrica. Retribución. Competitividad

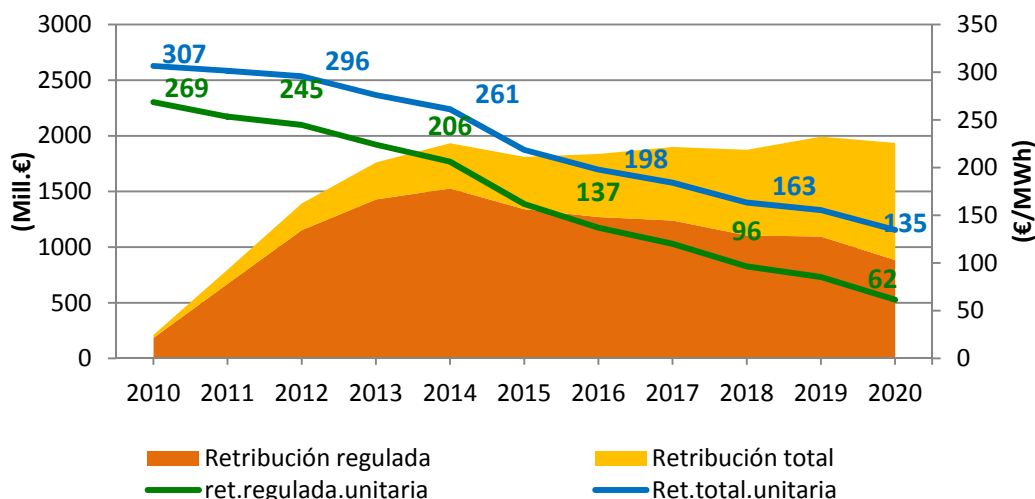
La retribución regulada hubiera supuesto bajo la hipótesis de competitividad un 86% de la retribución total en el 2010, y descendería hasta el 37 % en el año 2020. Estos grandes porcentajes dan una idea de los altos costes de generación de la tecnología, que requiere de una prima muy elevada para poder hacerla competitiva. En cuando a la retribución en millones de € experimenta un aumento muuy considerable, pero no debido al aumento de la prima que como hemos visto en la figura AnexoII.9 va descendiendo, si no debido al gran aumento en la generación que se espera de esta tecnología.

3.2. Resultados bajo hipótesis de rentabilidad



Anexo II 11. Termoeléctrica. Primas. Rentabilidad

La prima de la termoeléctrica experimenta un gran descenso a lo largo del periodo, pero aún así se encuentra en niveles bastante elevados, en concreto en el 2020 se espera que sea de unos 61 €/MWh, mientras que según la hipótesis de rentabilidad debería ser de unos 41€/MWh.

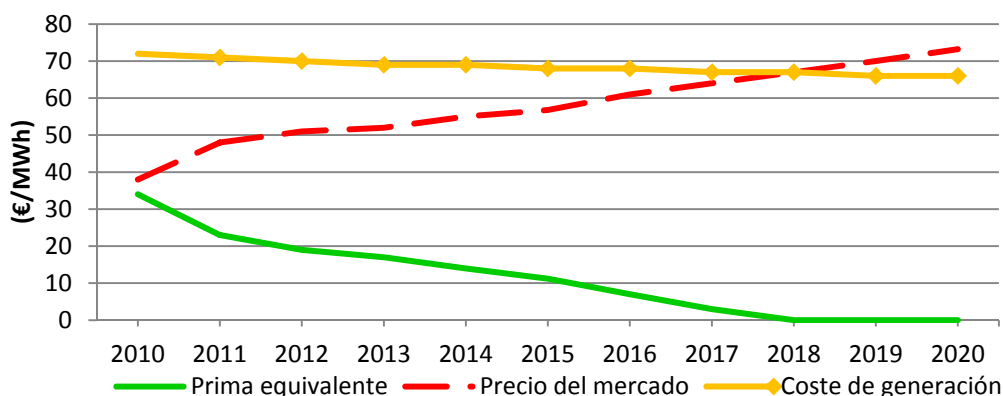


Anexo II 12. Termoeléctrica. Retribución. Rentabilidad

El gran aumento de generación se observa en esta figura, por el importante incremento en la retribución del total de las instalaciones termoeléctricas, mientras que la retribución unitaria desciende más del 50%. La participación de la retribución regulada descendería desde el 88% en el 2010 al 46 % en el 2020, suponiendo aún un elevado porcentaje.

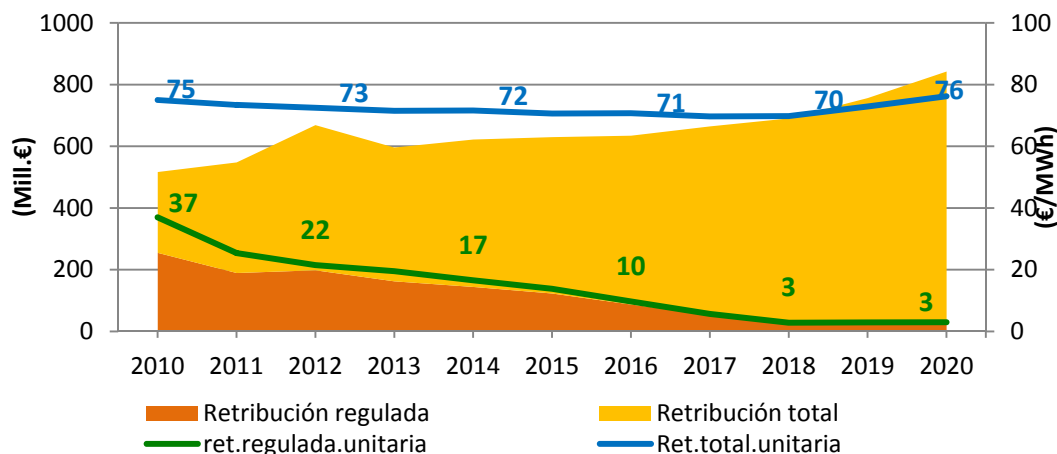
4. Hidráulica

4.1. Resultados bajo hipótesis de competitividad



Anexo II 13. Hidráulica. Primas. Competitividad

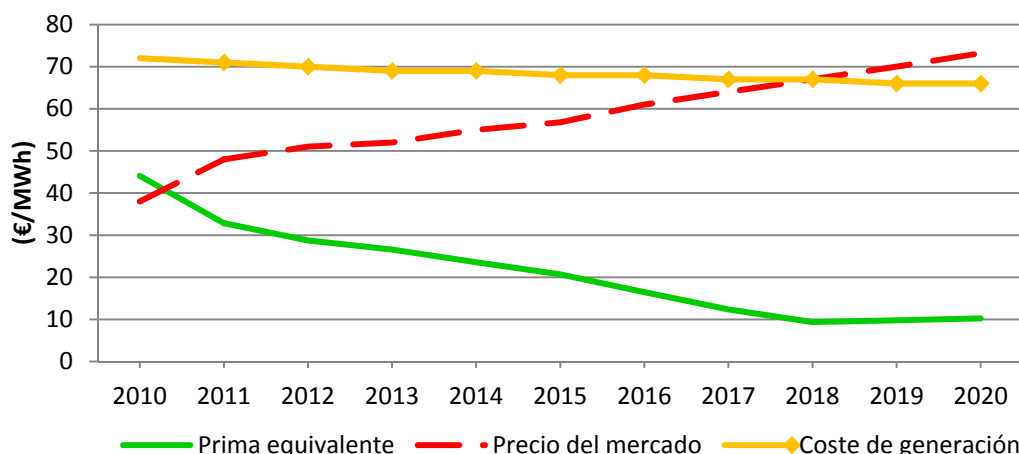
El corte de las curva de costes y de la curva del precio del mercado en la figura AnexoII.13 marca el año en el que la energía hidráulica pasaría a ser competitiva en el mercado, el 2018, y por tanto a partir de entonces la prima podría desaparecer.



Anexo II 14. Hidráulica. Retribución. Competitividad

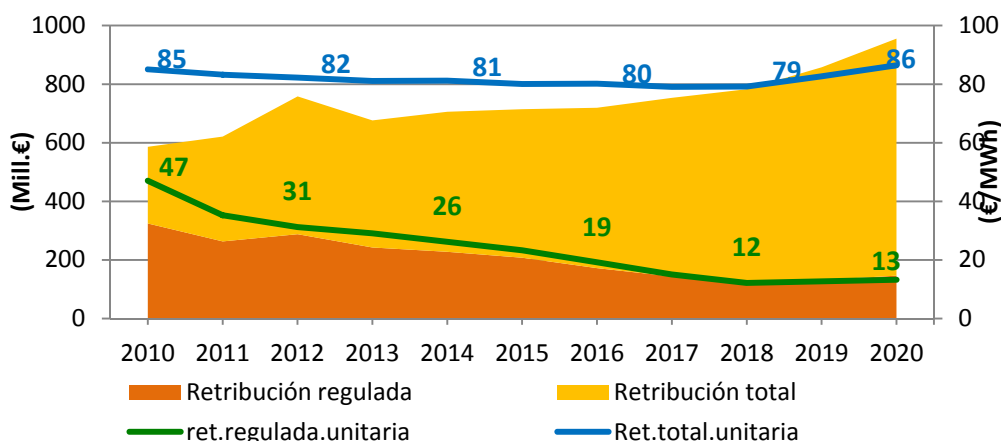
Bajo la hipótesis de competitividad, la práctica totalidad de la retribución en el año 2020 provendría de la energía valorada al precio del mercado, lo que indica que la hidráulica sería plenamente competitiva en el mercado.

4.2. Resultados bajo hipótesis de rentabilidad



Anexo II 15. Hidráulica. Primas. Rentabilidad

Bajo la hipótesis de rentabilidad, a pesar de que la curva de costes corta a la del precio del mercado, la prima no se anula, pues debe aportar una cierta rentabilidad a la retribución con respecto a la retribución bajo la hipótesis de competitividad.

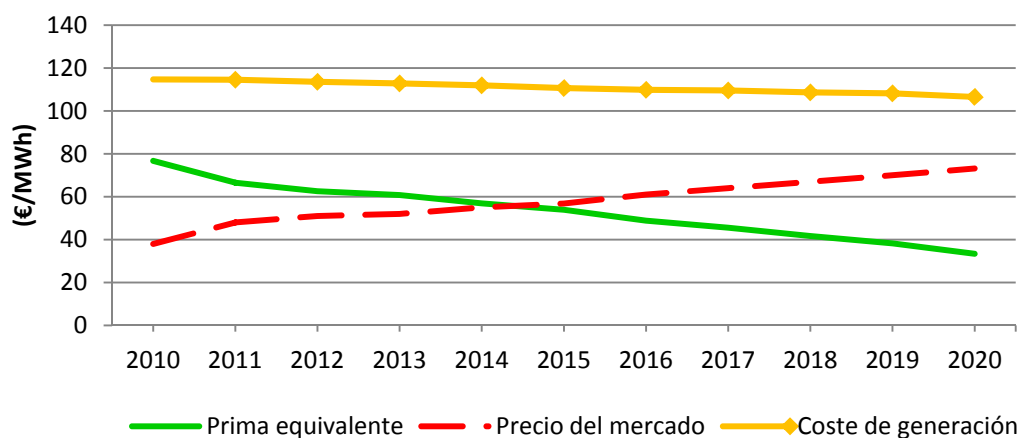


Anexo II 16. Hidráulica. Retribución. Rentabilidad

En cuando a la retribución regulada, supuso un 55 % en el año 2010 y si se cumplen las previsiones supondrá un 15% en el 2020, valores similares a los de la energía eólica.

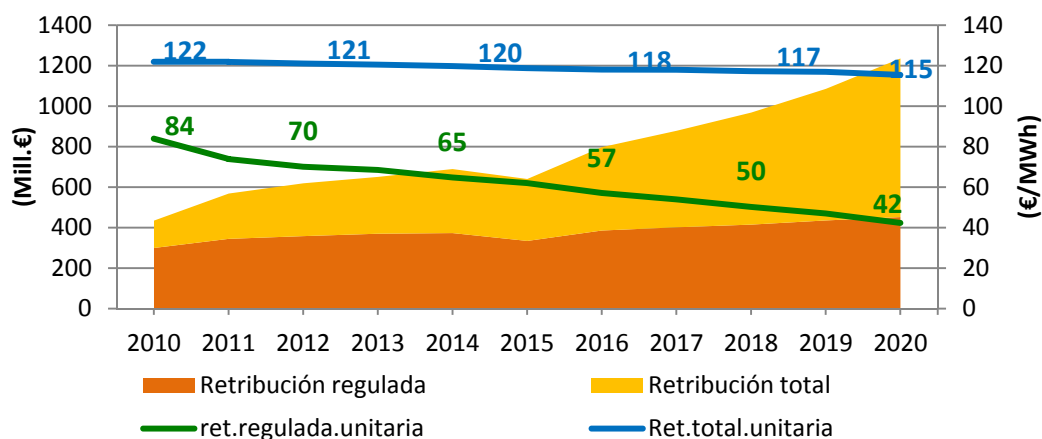
5. Biomasa/Biogás

5.1. Resultados bajo hipótesis de competitividad



Anexo II 17. Biomasa/Biogás. Primas. Competitividad

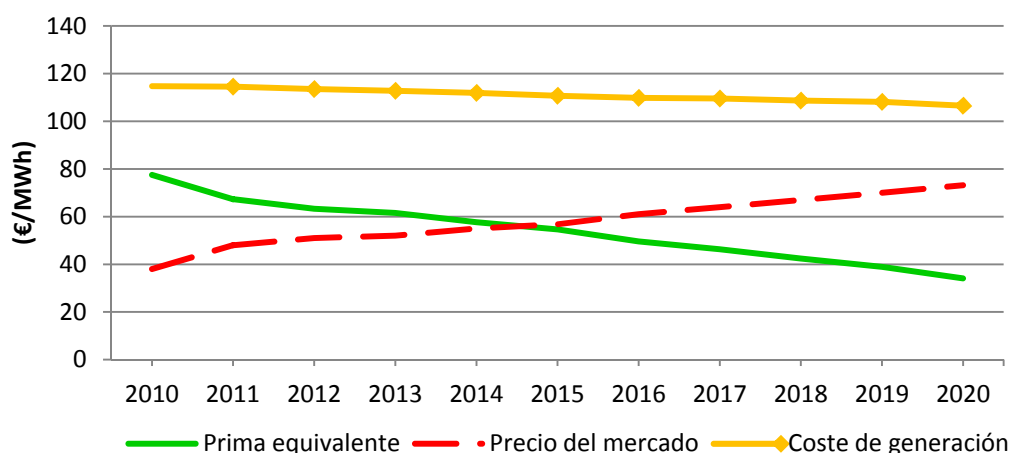
La Biomasa a diferencia de las otras tecnologías estudiadas, disminuye muy poco sus costes de generación a lo largo del periodo 2011-2020, lo que provoca que su prima de competitividad experimente una reducción inferior a la mostrada por otras energías. Además como puede observarse en la figura AnexoII.17 en el 2020 aún estará lejos de alcanzar la competitividad, por lo que si se quiere continuar con sus desarrollo será necesario mantener un importante nivel de primas.



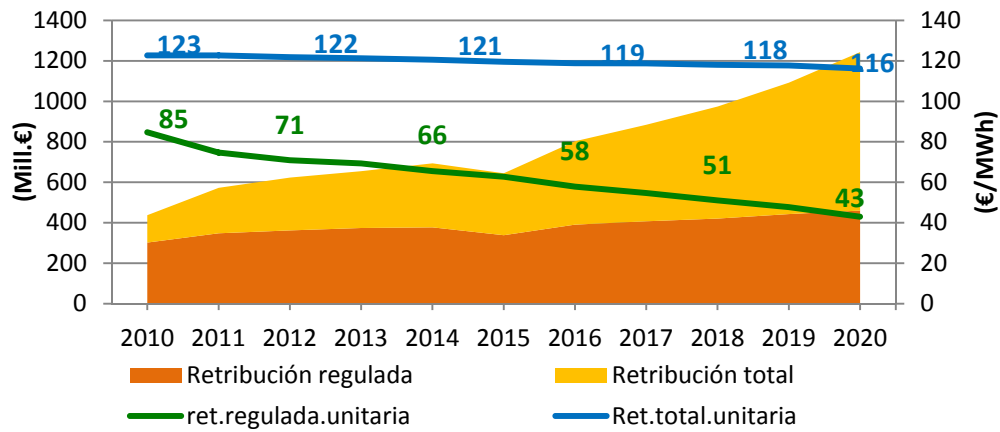
Anexo II 18. Biomasa/Biogás. Retribución. Competitividad

La retribución regulada bajo esta hipótesis hubiera supuesto un 69% en el año 2010 y sería de un 37% de la retribución total en el año 2020. Pero a pesar de esta reducción porcentual, en términos absolutos experimenta un aumento provocado por el aumento de generación esperado. Así mismo debido a este hecho, además del incremento del precio del mercado, la retribución total aumenta considerablemente.

5.2. Resultados bajo hipótesis de rentabilidad



Anexo II 19. Biomasa/Biogás. Primas. Rentabilidad



Anexo II 20. Biomasa/Biogás. Retribución. Rentabilidad

La diferencia entre la hipótesis de competitividad y la de rentabilidad es muy pequeña debido al hecho comentado en el capítulo 4 de que el sobredimensionamiento de la prima de la biomasa/biogás es muy reducido.